

РЕЗУЛЬТАТЫ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ОБРАБОТКИ СПУТНИКОВЫХ СНИМКОВ ПОИСКОВОГО БЛОКА В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ В РАЙОНЕ ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЫ 7435/12-1 KORPFJELL

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, г. Киев, 01133, Украина,*

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

³*Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, просп. Акад. Палладина, 32, г. Киев, 03680, Украина, e-mail: korchagin.i.n@gmail.com*

Дан анализ результатов оценки перспектив нефтегазоносности отдельных поисковых площадей и структур Баренцева моря частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли. Обнаруженные и закартированные на обследованных площадях аномальные зоны приведены с координатной привязкой. В норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря обработаны спутниковые снимки четырех поисковых участков общей площадью 39 742 км². Площадь проведения 3Д сейсмических работ в их пределах составляет 13 956 км². Обнаружены 2 аномальные зоны типа “газовая залежь” и 13 аномальных типа “газовая + конденсатная залежь” общей площадью 1613 км². Пробуренная на одном из участков скважина 7435/12-1 глубиной 1508 м не попадает в контуры закартированных аномальных зон, в ней не обнаружены коммерческие объемы газа. В районе крупного Варнекского поднятия закартировано семь аномальных зон типа “газ + газоконденсат”. Спутниковый снимок локального участка расположения проектной скважины 34/8–19 S в Северном море обработан в детализационном масштабе; обнаружена аномальная зона типа “газ + конденсат” с максимальными значениями пластового давления 21,3 МПа; проектная скважина находится в пределах закартированной аномалии. Результаты применения технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли свидетельствуют о целесообразности их использования при выборе мест заложения поисковых и разведочных скважин. Эта прямопоисковая технология предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме все наиболее перспективные участки в пределах Арктического региона с целью обнаружения гигантских и уникальных месторождений углеводородов. Более активное применение технологии позволит существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала данного региона, а также других труднодоступных и удаленных регионов мира.

Ключевые слова: мобильная технология, аномалия типа “залежь”, нефть, газ, газоконденсат, шельф, скважина, Баренцево море, спутниковые данные, прямые поиски, обработка данных дистанционного зондирования Земли, интерпретация.

Введение. В геолого-разведочном процессе с целью поисков и разведки промышленных скоплений углеводородов (УВ) на суше и в морских акваториях наибольшие финансовые затраты идут на бурение скважин, положение которых в пределах перспективных структур, поисковых площадей и отдельных объектов определяется по результатам геофизических (в первую очередь сейсмических) исследований. В морских акваториях стоимость бурения значительно возрастает. Однако в связи с тем что традиционно используемые геофизические методы не являются прямыми методами поисков УВ, коэффициент успешности бурения на сегодня невысокий — многие скважины не дают коммерческих притоков или оказываются сухими. Так, в статье [12, с. 108] констатируется, что “успешность открытий колеблется для различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) мира на уровне 10–30 %, и никакой прогресс технологий не приводит к ее росту”.

Содействовать решению проблемы оптимизации и ускорения геолого-разведочного этапа поисков, а также повышения коэффициента успешности бурения может более активное и целенаправленное использование в поисковом процессе мобильных методов и технологий “прямых” поисков скоплений нефти и газа. К таким методам можно отнести прямопоисковую технологию частотно-резонансной обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) (спутниковых снимков) [5–7]. Апробация отдельных методов этой технологии наряду с практическим применением для решения нефтегазопроисковых задач активно проводилась (и проводится) как на суше, так и в морских акваториях в разных регионах мира [5–10, 14, 15, 18]. Значительный объем исследований с использованием мобильной технологии обработки данных ДЗЗ выполнен в 2017 г. В частности, указанная технология успешно апробирована на участках буре-

ния поисковых скважин в Средиземном (скважина “Onisiforos West-1”) и Черном (скважина “Рубин-1”) морях [10], а также на площади добычи газогидратов в Южно-Китайском море.

Супермобильная технология частотно-резонансной обработки спутниковых снимков прошла широкую и целенаправленную апробацию на известных месторождениях УВ и перспективных блоках и площадях в Арктическом регионе (в Баренцевом море больше всего). Результаты экспериментальных исследований демонстрационного характера опубликованы в журнальных статьях и материалах научно-практических конференций [18]. Еще раз вернуться к этому региону авторов статьи вынудила информация о пробуренной в 2017 г. скважине 7435/12-1 Korpfjell, которая расположена в пределах одного из обследованных в 2014 г. блоков в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря. Дополнительным поводом для написания этой статьи послужили сведения о значительном количестве сухих скважин, скважин с некоммерческими притоками, пробуренных на шельфе Норвегии (в Северном и Баренцевом морях). Еще одной (и достаточно важной) причиной подготовки статьи стали результаты мониторинга за бурением скважин в Средиземном море и скважин Польшков-1 и Рубин-1 в Черном море [10].

В настоящей статье представлены и анализируются результаты проведенной частотно-резонансной обработки спутниковых снимков участка бурения. Совместный анализ обнаруженных аномальных зон типа “залежь УВ” на участке проведения сейсмических работ, положения пробуренной скважины относительно таких зон и результатов бурения позволяет сделать вывод о целесообразности использования прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков при выборе оптимальных мест для заложения поисковых и разведочных скважин.

Авторы надеются, что демонстрация потенциальных возможностей прямопоисковых технологий и методов для повышения успешности бурения скважин будет способствовать их более активному применению в геолого-разведочном процессе на нефть и газ.

Методы исследований. Разрабатываемая мобильная прямопоисковая технология включает в себя метод частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ (спутниковых снимков) [5–7] и наземные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [4, 7]. На протяжении многих лет она активно используется при проведении экспериментальных исследований различного характера. Отдельные компоненты (методы) этой технология разработаны на принципах “вещественной” парадигмы геофизических

исследований [7], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества — нефти, газа, газоконденсата, золота, железа, воды и др. Отличительные особенности используемых методов описаны во многих публикациях и отчетах по выполненным исследованиям, в том числе перечисленных в списке литературы [4–10, 14, 15, 18]. На сайте [<http://www.geoprom.com.ua/index.php/ru/>] приведен расширенный список публикаций, в которых представлены результаты апробации и практического применения как отдельных прямопоисковых методов, так и всей технологии в целом.

Основные этапы поисковых работ с перечисленными мобильными методами следующие: 1) частотно-резонансный анализ спутниковых снимков крупных поисковых площадей в относительно мелком масштабе (*исследования регионально-го (рекогносцировочного) характера*); 2) детальный частотно-резонансный анализ спутниковых снимков отдельных площадок (участков) аномальных зон, выделенных на первом этапе (*детализационные работы*); 3) полевые геоэлектрические работы на наиболее перспективных локальных участках, определенных в процессе второго этапа работ (*наземные исследования*).

Ниже представлены и анализируются результаты исследований первого этапа. На данном этапе поисково-разведочных работ оценивается перспективность поисковых площадей на наличие залежей УВ. Исследования проводятся в следующей последовательности: 1) выделение и прослеживание по площади линейных зон тектонических нарушений (тектонически ослабленных зон); 2) регистрация аномальных откликов на резонансных частотах газа, нефти и газоконденсата с целью обнаружения аномальных зон типа “залежь газа”, “залежь нефти”, “залежь газоконденсата”; 3) предварительная фиксация (локализация) контуров поисковых объектов и определение их площадей; 4) определение интервалов пластовых давлений залежей нефти и газа для каждой выделенной аномальной зоны; 5) построение карт аномальных участков в изолиниях максимальных значений пластового давления для каждой аномальной зоны.

Рекогносцировочные исследования 2014 г. на поисковых блоках в Баренцевом море. В 2014 г. в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря в пределах четырех участков проведены сейсмические исследования ЗД. Положение поисковых блоков показано на рис. 1 с координатной привязкой. Контурные проведения сейсмических работ на рис. 1 представлены ниже на рис. 2 с результатами частотно-резонансной обработки спутниковых снимков, что дает возможность заинтересованным специалистам сопоставить результаты обработки с сейсмическими и другими имеющимися геолого-геофизическими материалами.

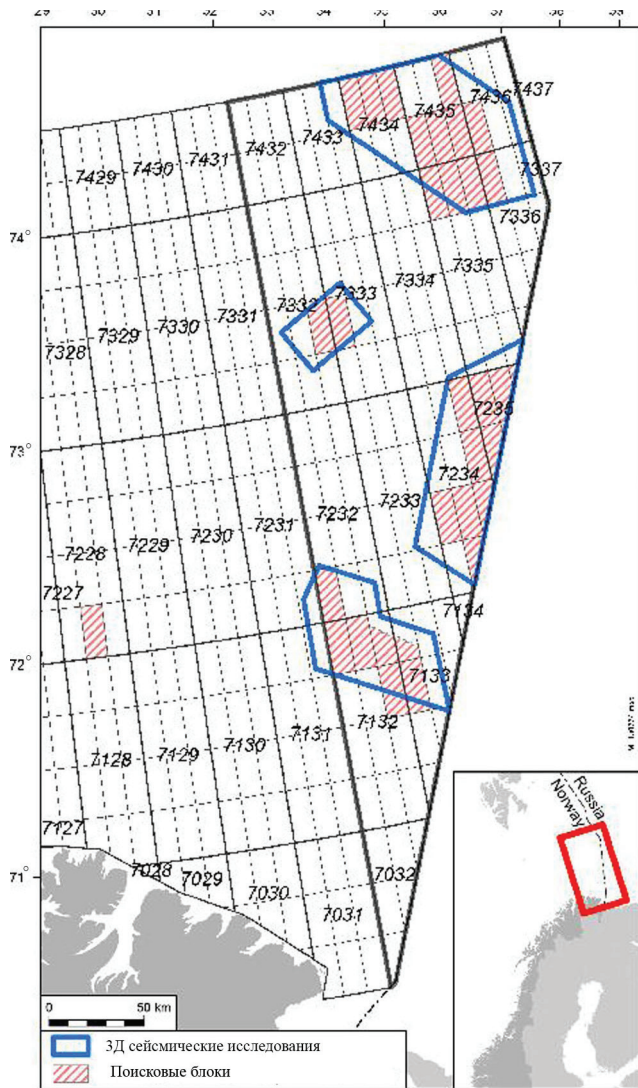


Рис. 1. Участки проведения сейсмических исследований в норвежской части бывшей “серой” (спорной) зоны Баренцева моря [18]

Fig. 1. Seismic survey sites in the Norwegian part of the former “gray” (disputed) zone of the Barents Sea [18]

В 2014 г. проведена оценка перспектив нефтегазоносности этих участков с использованием частотно-резонансного метода обработки и интерпретации данных ДЗЗ. Результаты исследований опубликованы в демонстрационном формате [18] — обнаруженные и закартированные аномальные зоны типа “залежь УВ” показаны без привязки к конкретным структурным элементам участка обследования.

В количественной форме параметры обследованных блоков характеризуются следующими значениями: *участок 1* — общая площадь территории снимка — 8875 км² (рис. 2, а), площадь участка проведения сейсмических работ — 3315 км², масштаб обработки снимка — 1 : 300 000; *участок 2* — 14 410 км² (рис. 2, б), 3950 км², 1:400 000; *участок 3* — 3 793 км² (рис. 2, в), 1111 км², 1 : 200 000; *участок 4* — 12 664 км² (рис. 2, г), 5580 км², 1 : 400 000.

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.

Площади обнаруженных аномальных зон вдоль изолиний 0 и 20 МПа следующие:

Участок 1 (рис. 2, а): изолиния 0 МПа — 56, 42, 60, 18 и 54 км², $\Sigma 230$ км²; изолиния 20 МПа — 20, 11, 21, 0 и 18 км², $\Sigma 70$ км²; $230/8875 = 2,59$ % и $70/8875 = 0,79$ %.

Участок 2 (рис. 2, б): изолиния 0 МПа — 340, 38, 309, 103, 154 и 66 км², $\Sigma 1010$ км²; изолиния 20 МПа — 140, 2, 2,9 + 12, 0, 0 и 0 км², $\Sigma 163,2$ км²; $1010/14410 = 7,01$ % и $163,2 / 14410 = 1,13$ %.

Участок 3 (рис. 2, в): изолиния 0 МПа — 46, 50 и 71 км², $\Sigma 167$ км²; изолиния 20 МПа — 24, 22 и 32 км², $\Sigma 78$ км²; $167/3793 = 4,4$ %, и $78/3793 = 2,06$ %.

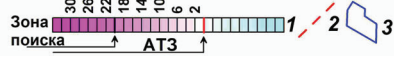
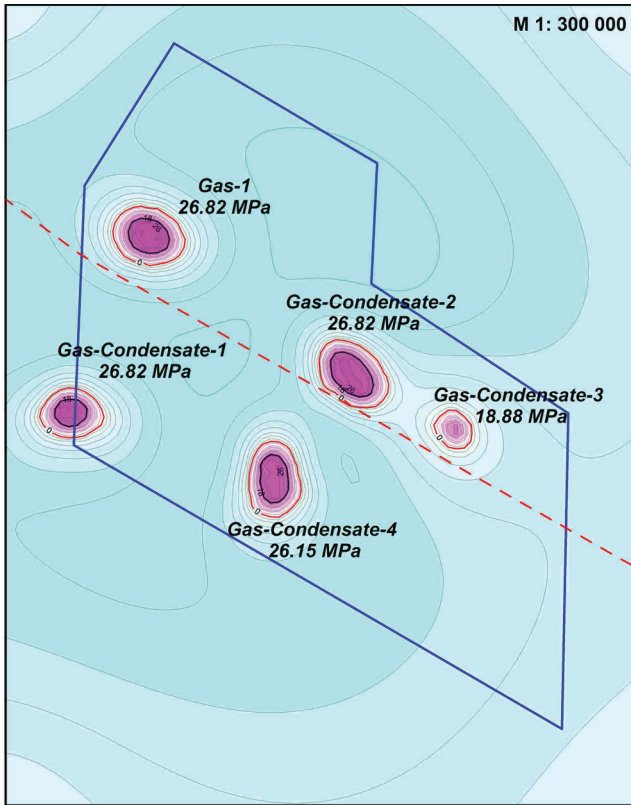
Участок 4 (рис. 2, г): изолиния 0 МПа — 206 км²; изолиния 20 МПа — 116 км²; $206/12664 = 1,63$ %, $116/12664 = 0,92$ %. В 2014 г. на этом участке обнаружена только одна аномальная зона (в северной части площади обследования).

Обратим внимание на расположение обнаруженных аномальных зон относительно контуров участков проведения сейсмических работ 3Д. Так, на первом (южном) поисковом блоке (рис. 2, а) четыре аномалии находятся в пределах контура сейсмических работ, одна аномалия пересекается этим контуром. На втором блоке (рис. 2, б) одна аномалия расположена в пределах контура, две — пересекаются контуром, а остальные три находятся за его пределами (в том числе самая крупная аномалия по площади). В третьем блоке (рис. 2, в) две аномалии пересекаются контуром, а третья расположена за его пределами. На четвертом блоке (рис. 2, г) единственная аномалия пересекается контуром.

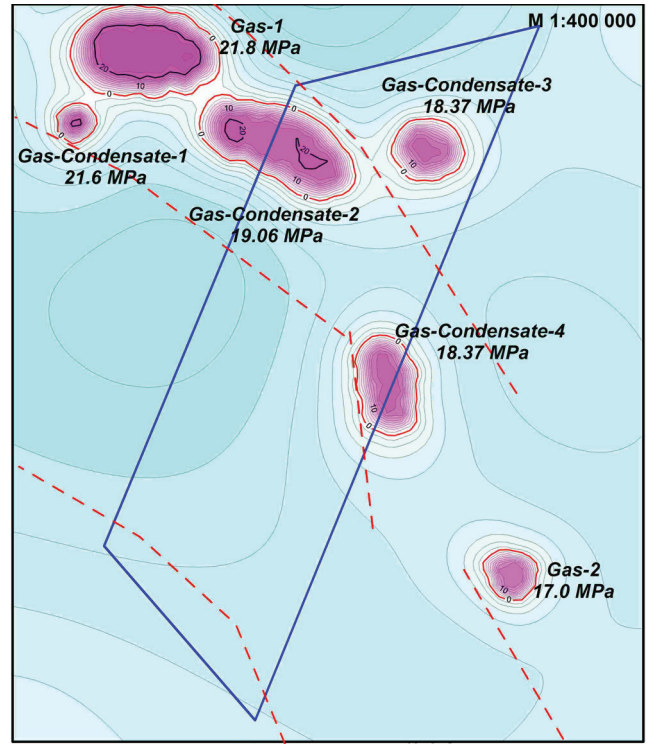
В целом, результаты исследований 2014 г. в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря позволили констатировать следующее.

1. Аномальные зоны типа “залежь газа” и “залежь конденсата” обнаружены в пределах всех четырех обследованных участков (структурных тектонических элементов). Однако распределение аномалий неравномерное. Больше всего аномальных зон (и притом самых крупных по площади) зафиксировано в пределах поискового блока 2 (рис. 2, б). Этот обследованный блок заслуживает детального изучения.

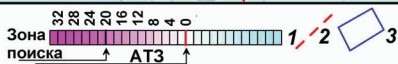
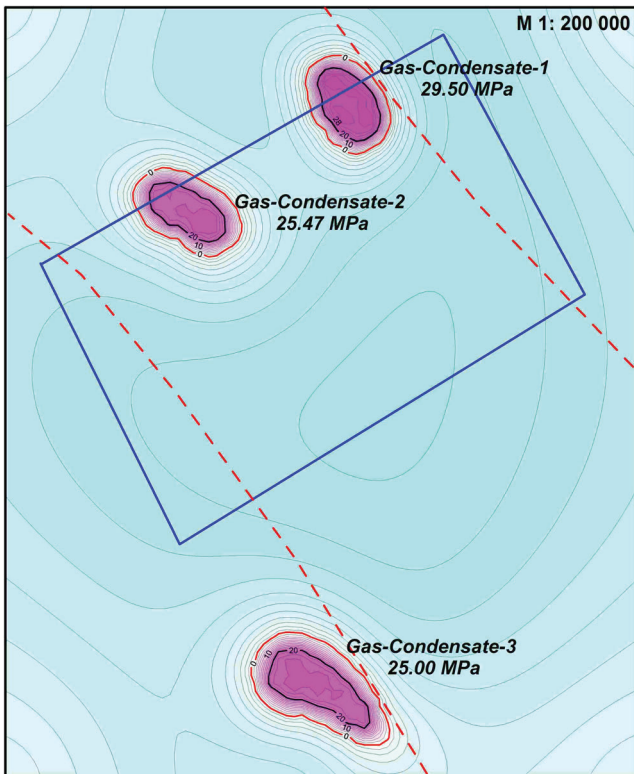
2. Площадь самой крупной аномальной зоны в пределах блока 2 — 340 км² (рис. 2, б). Она существенно больше площади отдельных аномальных зон, закартированных в Карском и Средиземном морях. К сожалению, аномалия расположена за пределами контура проведения сейсмических исследований 3Д, следовательно, при проведении лицензирования участок ее расположения может остаться нераспределенным.



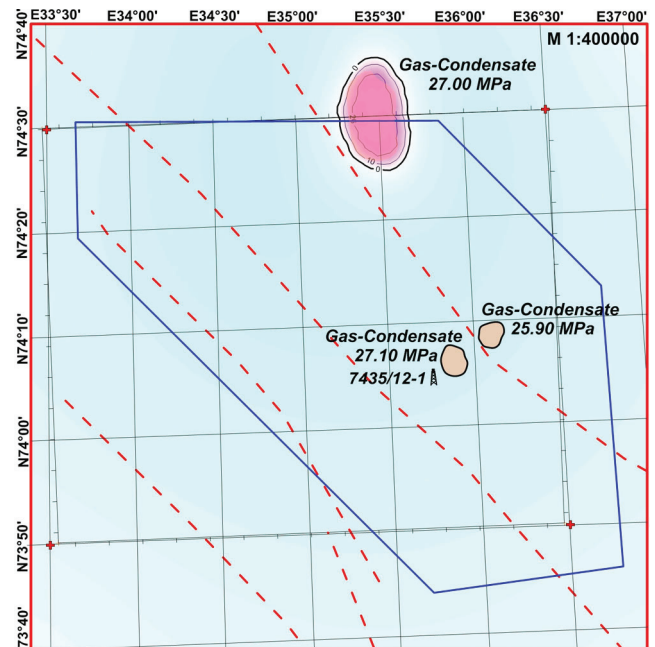
а



б



в



г

Рис. 2. Карты аномальных зон типа “газ” и “газ + конденсат”, обнаруженных и закартированных в пределах четырех участков проведения сейсмических исследований 3Д: а — район бассейна Tiddlybanken; б — поднятие Федынского; в — район бассейна Nordkapp; г — район платформы Bjarmeland; 1 — шкала интенсивности аномального отклика (в максимальных значениях пластового давления, МПа); 2 — тектонические нарушения (по результатам обработки данных ДЗЗ); 3 — контуры поисковых блоков 1—4 (участков проведения сейсмических исследований); 4 — примерное положение пробуренной скважины 7435/12-1; координаты: 74°04'18,12" N, 35°48'30,96" E

Fig. 2. Maps of anomalous zones of the “gas” and “gas+condensate” types, detected and mapped within the four 3D seismic survey blocks: а — the region of Tiddlybanken basin; б — Fedynsky raising; в — the Nordkapp basin area; г — the area of Bjarmeland platform; 1 — scale of intensity of anomalous response (at maximum values of reservoir pressure, MPa); 2 — tectonic fractures (based on the results of RS data processing); 3 — contours of search blocks 1-4 (seismic survey sites); 4 — approximate position of the drilled well 7435/12-1; coordinates: 74°04'18,12' N, 35°48'30,96" E

3. Обработка спутниковых снимков перспективных участков и блоков на начальном этапе их изучения позволяет выбрать более оптимальное расположение участков выполнения детальных сейсмических работ. В сложившейся ситуации полностью не были охвачены сейсмическими исследованиями аномальные зоны, которые выходят за контуры участков указанных работ.

4. При обработке спутниковых снимков более крупного масштаба и разрешения в пределах обследованных участков и неизученных площадей могут быть обнаружены и закартированы аномальные зоны значительно меньших размеров (средние и мелкие).

5. Результаты обработки данных ДЗЗ могут быть использованы при обработке и интерпретации материалов сейсмических исследований.

6. Обработка данных ДЗЗ рекогносцировочного или детализационного характера может быть оперативно проведена в пределах любого поискового участка в Арктическом регионе.

Дополнительные исследования 2018 г. на участке пробуренной скважины 7435/12-1. В январе 2018 г. на сайте [16] появилась информация о том, что в пределах четвертого участка проведения сейсмических работ на перспективной структуре Корпфелл пробурена скважина 7435/12-1 глубиной 1508 м; глубина моря — 253 м (рис. 2, г). Согласно информации [16], в скважине обнаружена залежь газа, которую на данный момент разрабатывать нецелесообразно. Отмечается, что испытания обнаруженного в скважине коллектора на притоки газа не проводилось.

Обратим внимание на то, что в мелком масштабе (1: 400 000) обработки спутникового снимка четвертого участка (рис. 2, г) на обследованной

площади обнаружена только одна аномальная зона типа “газ + конденсат” в северной части площади. В районе расположения пробуренной скважины аномальные зоны не зафиксированы.

В связи с изложенным в январе 2018 г. спутниковый снимок локального участка расположения скважины был обработан в более крупном масштабе — 1: 10 000 (рис. 3). В результате в непосредственной близости от пробуренной скважины (примерно в 2,5 км) дополнительно обнаружены две небольшие аномальные зоны типа “газ + конденсат” с пластовым давлением 27,1 и 25,9 МПа (рис. 3). Эти аномальные зоны нанесены также на рис. 2, г. Отметим, что указанные аномалии зафиксированы на одной из резонансных частот газа, в отличие от северной аномалии, зарегистрированной на нескольких традиционно используемых резонансных частотах газа.

В целом есть основания констатировать, что по результатам частотно-резонансной обработки спутниковых снимков в 2014 и 2018 гг. скважина 7435/12-1 Корпфелл расположена не в оптимальном месте. Опыт многолетнего практического применения мобильных прямопоисковых методов свидетельствует о том, что использование результа-

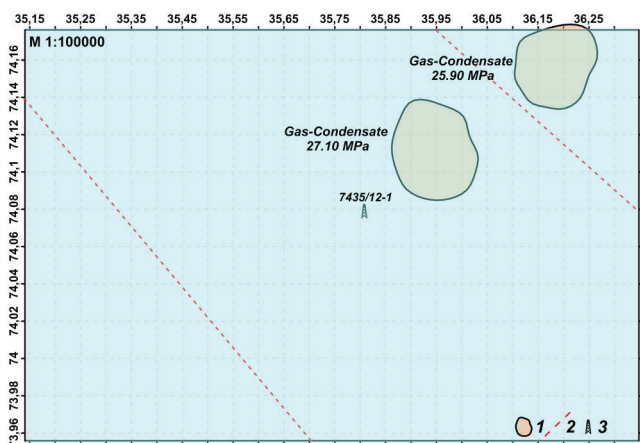


Рис. 3. Карта аномальных зон типа “газоконденсатные залежи” на локальном участке в районе пробуренной скважины в Баренцевом море. Поисковый блок 4 (по результатам частотно-резонансной обработки спутниковых снимков); 1 — контур обнаруженной аномальной зоны; 2 — тектонические нарушения (по результатам обработки снимков); 3 — примерное положение пробуренной скважины 7435/12-1; координаты: 74°04'18,12" N, 35°48'30,96" E. (обработка снимка локального участка расположения пробуренной скважины — январь 2018 г.)

Fig. 3. Map of anomalous zones such as “Gas condensate deposits” type at a local site in the area of a drilled well in the Barents Sea. Search block 4 (based on the results of frequency-resonance processing of satellite images); 1 — contours of the detected anomalous zone; 2 — tectonic fractures (based on the results of image processing); 3 — approximate position of the drilled well 7435/12-1; coordinates: 74°04'18,12" N, 35°48'30,96" E (processing of satellite image of local area of drilled well location in scale of 1:100000 - January of 2018)

тов исследований, полученных с их применением, в комплексе с материалами сейсмических и других геофизических исследований может способствовать повышению коэффициента успешности бурения поисковых и разведочных скважин.

Район расположения Варнецкого поднятия. Поисковые исследования рекогносцировочного характера проведены в пределах расположения Варнецкой структуры в апреле 2013 г. Положение этой структуры относительно других перспективных объектов региона показано на рис. 6 в статье [18], причем обнаруженные на площади обследования аномальные зоны типа “газ + конденсат” представлены без координатной привязки.

Участок обследования и обнаруженные в его пределах аномальные зоны приведены на рис. 4. Варнецкое поднятие находится в пределах прямоугольного контура, координаты угловых точек последнего следующие: 1) 77,271341° N, 63,043383° E; 2) 77,714931° N, 66,126460° E; 3) 77,338451° N, 67,394386° E; 4) 76,888404° N, 64,352522° E (рис. 4). Используя эти координаты, обнаруженные аномальные зоны можно сопоставить с известными структурными элементами участка (района), установленными по данным геолого-геофизических исследований.

Для увеличения масштаба обработки участок обследований был разбит на два фрагмента — западный и восточный, спутниковые снимки которых обработаны в масштабе 1 : 250 000. Результативная карта участка с обнаруженными аномальными зонами построена в масштабе 1:400 000 (рис. 4).

В пределах обследованной площади обнаружено и закартировано семь аномальных зон типа “газ + газоконденсат” площадью 232, 438, 45, 30, 82, 221 и 267 км² (рис. 4). Оценки максимальных значений пластового давления в коллекторах в пределах обнаруженных аномалий равны 51, 40, 36, 36, 50, 34 и 50 МПа соответственно.

Район проектной скважины 34/8-19 S в Северном море. В марте 2018 г. появилась информация о получении нефтяной компанией “Статойл” разрешения на бурение скважины 34/8-19 S в Северном море. В связи с этим было принято решение оперативно провести частотно-резонансную обработку спутникового снимка локального участка расположения скважины 34/8-19 S с целью оценки перспектив обнаружения в скважине скоплений УВ.

17 марта 2018 г. спутниковый снимок локального участка расположения скважины 34/8-19 S в Северном море был обработан в крупном (детализационном) масштабе — 1 : 10 000. Результаты обработки показаны на рис. 5.

По данным обработки на обследованном локальном участке обнаружена и закартирована аномальная зона типа “газ + конденсат” с максимальным значением пластового давления 21,3 МПа (рис. 5). Полностью в северном направлении обнаруженная аномалия не прослежена. В центральной ее части зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти.

Проектная скважина 34/8-19 S находится в пределах закартированной аномалии “газ + конденсат”. Однако она попадает на край (контур) зоны,

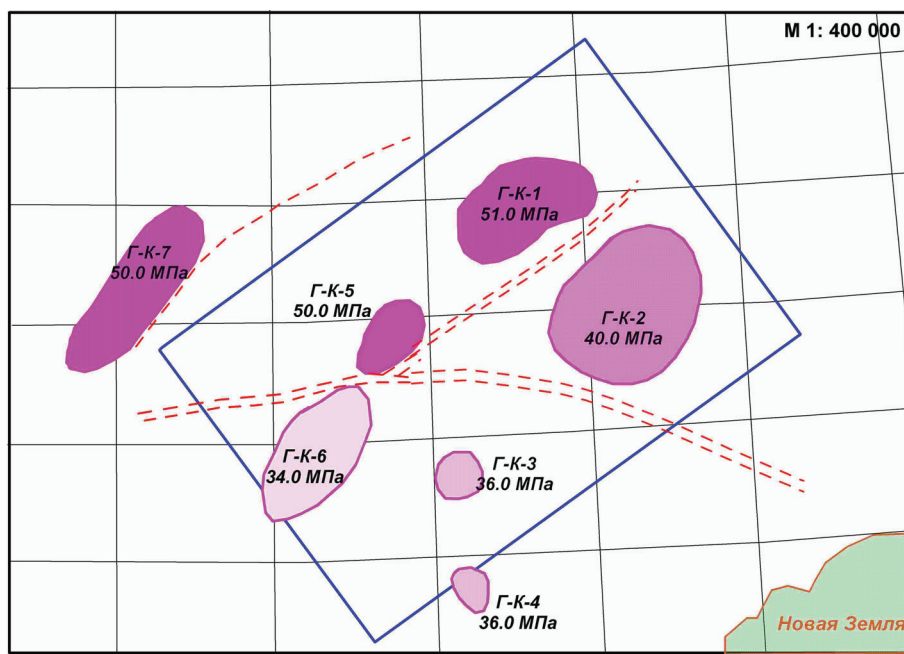


Рис. 4. Карта аномальных зон типа “газ + конденсат” в районе расположения Варнецкого поднятия в Баренцевом море (по результатам обработки и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли)

Fig. 4. Map of anomalous zones of “gas + condensate” type within area of Varnekskoye local uplift location in Barents Sea (by the results of remote sensing data processing and interpretation)

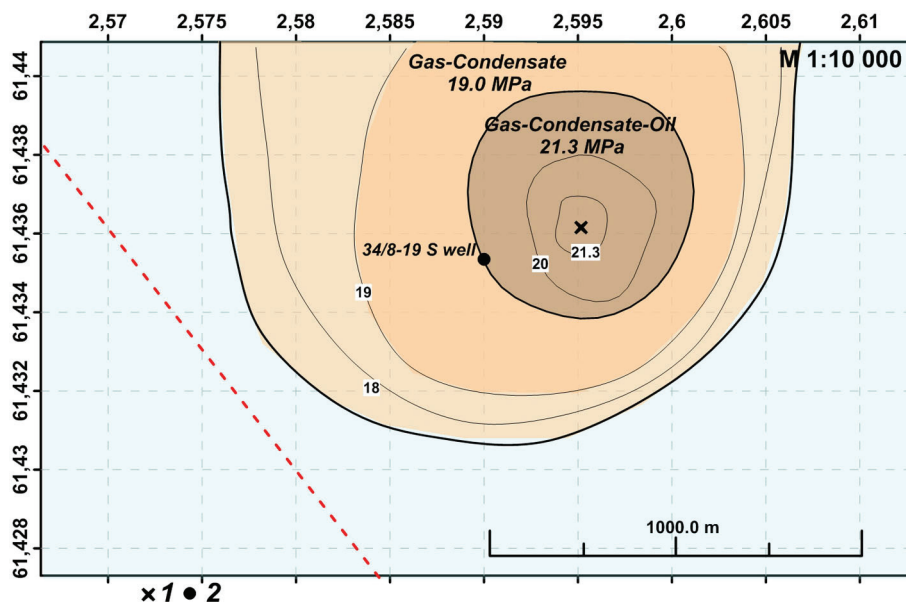


Рис. 5. Карта аномальной зоны типа “газ + конденсат + нефть” на локальном участке в районе проектной скважины 34/8-19 S в Северном море (по данным частотно-резонансной обработки спутникового снимка); 1 — центральная точка аномальной зоны, координаты: 61,4361498° N, 2,595223° E; 2 — положение скважины 34/8-19 S, координаты: 61°26′6,84″ N, 2°35′24,37″ E

Fig. 5. Map of the anomalous zone of the “gas + condensate + oil” type at the local area of the 34/8-19 S projected well location in the North Sea (according to the frequency-resonance processing of the satellite image); 1 — central point of the anomalous zone, coordinates: 61,4361498° N, 2,595223° E; 2 — well 34/8-19 S location, coordinates: 61°26′6,84″ N and 2°35′24,37″ E

в которой дополнительно зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти (рис. 5).

По результатам частотно-резонансной обработки спутникового снимка наиболее оптимальным местом расположения проектной скважины 34/8-19 S можно считать центральную точку обнаруженной аномальной зоны с координатами 61,4361498° N, 2,595223° E.

В целом результаты оперативно проведенных экспериментальных исследований рекогносцировочного характера повышают вероятность обнаружения в скважине 34/8-19 S скоплений (залежей) газа и газоконденсата. Однако минимальный объем выполненных исследований не позволяет авторам однозначно сделать вывод о коммерческих объемах указанных скоплений. Дополнительные и более детальные исследования в контурах обнаруженной аномалии “газ + конденсат” могут содействовать формированию более конкретных выводов по этой проблеме.

Обсуждение результатов. Отметим, что некоторые из затронутых ниже вопросов и проблем уже проанализированы в аналогичных разделах других статей, в том числе в работах [8—10, 14]. Еще раз обратим внимание на следующее.

1. Поисковые исследования на участках бурения скважин представляют существенный интерес для авторов, так как сопоставление результатов прогноза по данным частотно-резонансной обработки спутниковых снимков с данными буре-

ния позволит объективнее оценить эффективность прямопоисковой технологии при выборе мест заложения поисковых и разведочных скважин. Аналогичные исследования (до завершения бурения) уже проведены ранее на участках бурения скважины “Onisiforos W-1” в Средиземном море, а также скважин “Polshkov-1”, “Rubin-1” [10] и “Maria-1” в Черном море.

2. Выполненные экспериментальные исследования носят сугубо демонстрационный характер: основная цель авторов — показать потенциальные возможности мобильных прямопоисковых методов, которые в настоящее время могут быть использованы при проведении поисковых работ на нефть и газ, в том числе на этапах выбора мест заложения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Весь комплекс необходимых работ на всех поисковых участках оперативно выполнен исключительно за счет средств (ресурсов) исполнителей, без внешнего финансирования.

3. Спутниковые снимки участка расположения Варнекской структуры были обработаны в апреле 2013 г., а четырех участков сейсмических исследований — в мае 2014 г. За прошедшие годы технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ значительно усовершенствована. В частности, в настоящее время активно применяется методика оценки значений пластового давления в различных интервалах разреза, что позволяет обнаруживать и выделять возможные скопления УВ в априори заданном интервале разреза. На обследованных пло-

щадях при обработке спутниковых снимков оценивались максимальные значения пластового давления только в одном (верхнем) интервале разреза. Использование этой методики дает возможность сделать более обоснованные выводы о существовании многоуровневых скоплений УВ.

В последнее время достаточно активно применяется методика обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов [14]. В окрестностях таких каналов пластовое давление существенно выше, а следовательно, есть вероятность получения повышенных притоков флюидов в пробуренных скважинах.

В настоящее время все более широко используется технология вертикального сканирования геологического разреза, которая позволяет определять (оценивать) глубины залегания и мощности аномально поляризованных пластов (АПП) типа “нефть”, “газ” и оценивать пластовое давление в отдельных пластах. По результатам сканирования в достаточном количестве точек по площади отдельной аномальной зоны могут быть рассчитаны объемы коллекторов и оценены (приблизительно) прогнозируемые ресурсы УВ в них.

Перечисленные выше новые (дополнительные) компоненты технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков не использовались при проведении экспериментальных исследований на обследованных участках в Баренцевом море.

В качестве примера на рис. 6 показаны результаты детального сканирования в 2016 г. интервала разреза 2250—2600 м с шагом 0,5 м в районе пробуренной скважины W-1A глубиной 2400 м на поисковой площади в Восточной Африке. В процессе сканирования оценивались пластовые давления в коллекторах и тип коллектора. На глубине около 2400 м скважина вошла в плотные породы. В волновом поле вследствие сильных отражений от этой границы информация о нижней части отсутствовала. Сканированием ниже залегания плотных пород обнаружен еще один перспективный горизонт (рис. 6). Результаты сканирования сопоставлены с данными бурения и каротажа. Бурением пласты нефти вскрыты в интервалах глубин: 2262—2265, 2277—2291, 2296—2300 м. По данным каротажа в скважине выделены также проблематичные горизонты, которые предполагаются обводненными: 2316—2318, 2368—2391 м.

По результатам вертикального сканирования в пределах аномальной зоны “Южная” на поисковой площади в Республике Казахстан построена карта суммарной мощности АПП типа “нефть” (рис. 7), два вертикальных разреза зоны АПП типа “нефть” вдоль профилей Pr-1 и Pr-2, выполнена приблизительная оценка ресурсов нефти в АПП типа “нефть”, в результате расчетов получены следующие значения: площадь аномальной зоны 40,26

км²; объём пластов АПП типа “нефть” 1,410 км³; оценка ресурсов нефти 169,33 млн. Перспективные интервалы глубин поисков залежей по данным сканирования: нефти — 1200—1800, газа — 1600—2100 м.

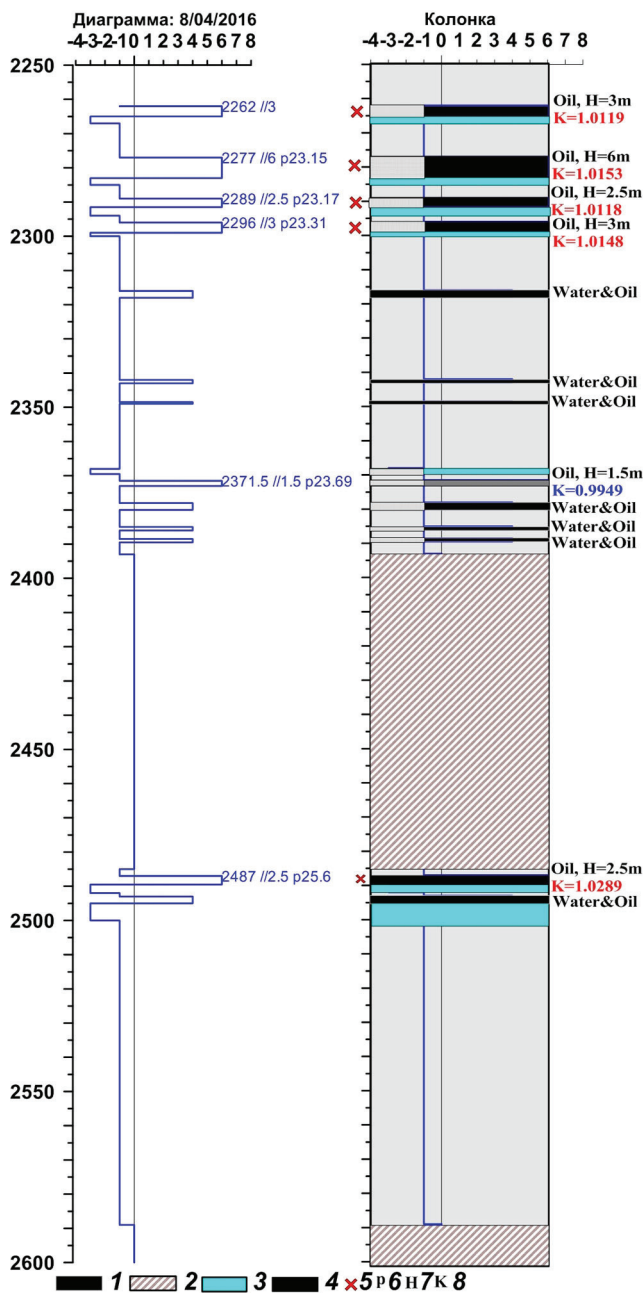


Рис. 6. Данные вертикального сканирования в точке расположения скважины W-1A (интервал сканирования: 2250—2600 м): 1 — АПП типа “вода + нефть”; 2 — АПП типа “плотные породы (метаморфические?)”; 3 — АПП типа “вода”; 4 — АПП типа “нефть”; 5 — перспективные поисковые интервалы; 6 — пластовое давление; 7 — мощность коллектора; 8 — пластовое давление/ гидростатическое

Fig. 6. Data of vertical scanning at point of W-1A well location (scanning interval 2250—2600 m): 1 — APL of “Water&Oil” type; 2 — APL of “Dense rock (Metamorphic?)” type; 3 — APL of “Water” type; 4 — APL of “Oil” type; 5 — advanced search layers; 6 — reservoir pressure; 7 — reservoir thickness; 8 — reservoir pressure/ hydrostatic

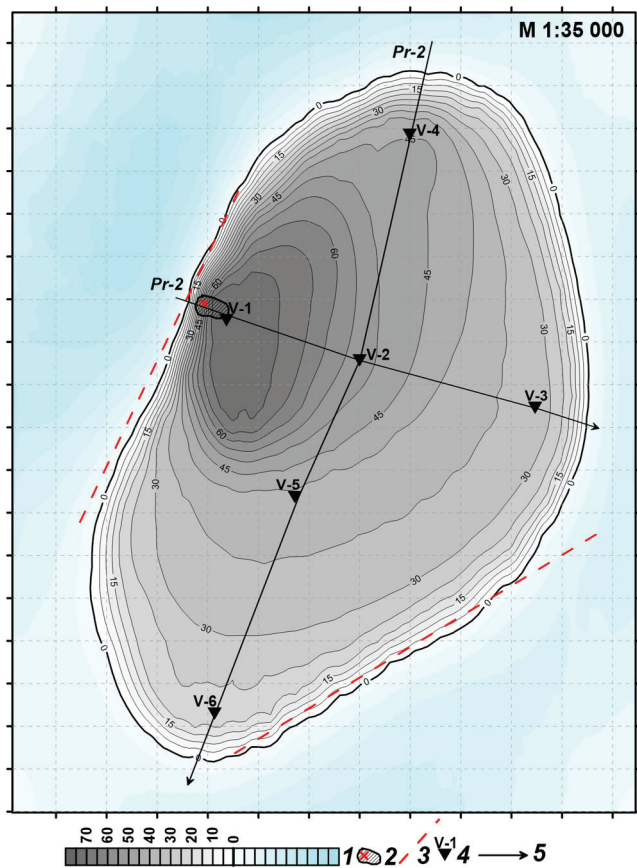


Рис. 7. Карта суммарной мощности АПП типа “нефть” аномальной зоны “Южная” на поисковой площади в Республике Казахстан (по данным частотно-резонансной обработки спутникового снимка): 1 — шкала суммарной мощности АПП типа “нефть”, м; 2 — локальная зона вертикальной миграции флюидов (углеводородов), $P = 45,0$ МПа; 3 — тектонически ослабленные зоны; 4 — точка вертикального сканирования и ее номер; 5 — линии вертикальных разрезов АПП

Fig. 7. The map of total thickness of APL of “oil” type within anomalous zone “Southern” on the prospecting area in Republic of Kazakhstan (according to the frequency-resonance processing of satellite image): 1 — scale of the total thickness of the APL of “oil” type, m; 2 — local zone of the fluids (hydrocarbons) vertical migration, $P=45.0$ MPa; 3 — tectonically weakened zones; 4 — point of vertical scanning and its number; 5 — the vertical cross-section lines

На рис. 7 дополнительно показано положение обнаруженного вертикального канала миграции глубинных флюидов.

4. При проведении поисковых работ используются: а) координаты площади исследования; б) тип поискового вещества (нефть, газ, газоконденсат) и его образцы; в) координаты эталонных скважин, расположенных вблизи района проведения работ (сухие и продуктивные скважины), и литологические колонки по ним; г) значения (приблизительные) интервалов глубин залегания поисковых объектов. Предоставление перечисленных данных позволяет провести процедуру эталонирования для более точного определения резонансных частот, по

которым в дальнейшем осуществляется поиск целевых объектов в исследуемом регионе. Эталонирование значительно повышает достоверность (точность) результатов работ.

При проведении описанных выше исследований перечисленные исходные данные отсутствовали и обработка снимков осуществлялась без этапа эталонирования. В этой ситуации все участки обследовались с использованием общих (среднестатистических) резонансных частот для нефтяных и газовых месторождений.

5. Выше отмечалось, что по результатам частотно-резонансной обработки спутниковых снимков в 2014 и 2018 гг. пробуренная скважина 7435/12-1 Korgfjell расположена не в оптимальном месте. Добавим, что в других документах сайта NPD [16] приведена информация о результатах бурения скважин за последние годы на лицензионных площадях Норвегии в Северном и Баренцевом морях. К сожалению, как для операторов лицензионных блоков, так и Норвегии многие пробуренные скважины оказались сухими или обнаруженные в них запасы УВ — некоммерческими. Отметим, что в настоящее время поисковые и разведочные скважины (в том числе скважина 7435/12-1) закладываются исключительно по результатам сейсмических исследований и в большинстве случаев в центральных частях обнаруженных и закартированных антиклинальных структур. В связи с этим обратим внимание на некоторые публикации.

Многие исследователи указывают на фрактальность месторождений УВ. В частности, в монографии [1] показаны фрактальность большинства залежей и месторождений нефти и газа Западно-Сибирского НГБ и закономерная их приуроченность к активным фрактальным очагам геодинамики. Это наглядно демонстрируется картой накопленных отборов нефти на одном из месторождений региона [1].

Целесообразность привлечения для выбора мест заложения поисковых и разведочных скважин дополнительной и независимой информации следует также из результатов исследований, изложенных в статье [2, с. 3]. В ней, в частности, 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 нефтегазопроисводческого процесса (и не только здесь)”.

Подобная ситуация характерна и для других районов. Так, в диссертации [11] “показано, что месторождения Широкого Приобья имеют гораздо более сложную структуру, чем предполагалось ранее, обусловленную дизъюнктивно-блоковым строением природных резервуаров... Значительная часть скоплений УВ сосредоточена здесь не в своде,

а на склонах и периклинальных окончаниях поднятий в тектонически экранированных ловушках. В связи с тем что значительная доля запасов УВ аккумулируется в тектонически экранированных ловушках, автор обосновывает необходимость работ не только на сводах антиклинальных поднятий. Обводненность сводовых скважин не означает бесперспективность участка, а свидетельствует о более сложном размещении залежей” [11].

Эти выводы подтверждаются результатами наших исследований. Опубликованные материалы [5—10, 14, 15, 18] также свидетельствуют, что аномальные зоны типа “залежь УВ” располагаются самым различным образом относительно выявленных структур — над многими структурами они отсутствуют вообще.

Полученные практические материалы еще раз подчеркивают важность и востребованность новой и независимой информации, которую предоставляет применение мобильной технологии частотно-резонансной обработки и дешифрования данных ДЗЗ.

6. Обратим внимание и на следующее обстоятельство. Обнаружение и картирование мобильными прямопоисковыми методами в разных регионах мира многочисленных аномальных зон типа “залежь УВ” (или “проекция на земную поверхность прогнозируемых скоплений УВ”) можно логически объяснить с позиций глубинного (абиогенного) синтеза УВ и их последующей вертикальной миграции в верхнюю часть земной коры и в атмосферу в рамках глобального процесса дегазации Земли. Результаты многочисленных исследований по проблеме глубинного происхождения УВ представлены в различных документах и материалах сайта [www.deeroil.ru]. Можно добавить, что структура и характер расположения картируемых аномальных зон типа “залежь УВ” в целом подтверждают механизм формирования скоплений УВ, который в статье [3, с. 582] сформулирован в следующем виде: “...Поднимаясь из подкоровых слоев, абиогенно синтезированные нефть и газ по разлому и его опережающим трещинам “впрыскиваются” под колоссальным давлением мантийного очага в любую пористую и проницаемую среду, распространяясь в ней из разлома подобно грибообразному облаку. Они остаются сравнительно неподвижными, не всплывают ни в антиклинали, ни в синклинали, ни в наклонном или горизонтальном пласте, пока новые порции нефти и газа не продвинут их залежь”.

Можно предположить, что при выборе подготовленных по сейсмическим данным объектов и структур для разбуривания в большинстве случаев отмеченная особенность не принимается во внимание. В определенной степени это может влиять и на успешность бурения.

Добавим, что А.И.Тимурзиев причину низкой успешности бурения усматривает [12, с. 108] “... в методологии поисков нефти, определяемой господствующей теорией органического происхождения нефти”. В этой же статье он констатирует [12, с. 110]: “Западные нефтяные компании свое не критическое отношение к теории нефтегазообразования покрывают многомиллиардными инвестициями в затратные технологии (сейсморазведка, бурение, компьютерные технологии). Посадив нефтяную компанию на “технологическую иглу”, транснациональные сервисные компании, как идеологи внедрения научных разработок, вытеснили и затормозили развитие альтернативных, менее затратных методов обеспечения нефтепоисков”. Важным можно считать и его следующее утверждение [12, с. 117]: “Другая важная особенность современного этапа развития неорганического учения — приложение результатов научных исследований к практике геолого-разведочных работ, выраженное в разработке и внедрении высокоэффективных методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти в различных, включая нетрадиционные, геологических условиях нефтегазоаккумуляции”.

7. Представленные выше графические иллюстрации, а также результаты обработки спутниковых снимков локальных участков расположения пробуренной скважины 7435/12-1 и проектной скважины 34/8-19 S следует считать дополнительными данными к материалам исследований в Баренцевом море, опубликованным в работе [18]. В представленном формате (с координатной привязкой) они могут быть использованы специалистами нефтяных компаний при проведении дальнейших поисковых работ на обследованных площадях без обращения к авторам выполненных исследований. Все эти материалы были пересланы некоторым сотрудникам Директората Норвегии по нефти (NPD) и нефтяной компании “Статойл”.

Материалы настоящей статьи являются также дополнением к результатам исследований, опубликованных в статьях [8, 10, 14, 15]. В них на многочисленных примерах показана целесообразность применения мобильных прямопоисковых технологий при выборе мест заложения скважин на нефть и газ.

8. Из документа на сайте [17] следует, что в Баренцевом море для Норвегии представляют интерес в первую очередь крупные скопления УВ, обустройство и разработка которых выгодна с коммерческой точки зрения. С учетом данных на рис. 2 и 3 можно предположить, что перспективные на обнаружение крупных скоплений УВ объекты (участки) могут быть обнаружены оперативно с использованием технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков.

9. Директорат Норвегии по нефти (NPD) планирует в ближайшей перспективе открыть для

лицензирования северо-восточную часть Баренцева моря площадью примерно 170 000 км², прилегающую к российской экономической зоне. Информация об этом приведена на сайте [13]. В отдельном документе на сайте имеются сведения о выполненных сейсмических исследованиях, а также некоторые сейсмические материалы. Спутниковые снимки указанного участка Баренцева моря могут быть оперативно обработаны с использованием прямопоисковой частотно-резонансной технологии с целью обнаружения локальных участков и площадей, перспективных на обнаружение крупных скоплений УВ.

10. В одном из интервью вице-президент компании “Статойл” по технологиям озвучила информацию, что компания планирует пробурить в 2018 г. на шельфе Норвегии 25–30 разведочных скважин, в том числе 5 скважин в Баренцевом море. В связи с этим отметим, что супермобильная технология частотно-резонансной обработки спутниковых снимков позволяет оперативно (в сжатые сроки) оценить перспективы получения притоков УВ в точках бурения всех скважин. Проведение таких исследований представляет существенный интерес, так как позволит на представительном множестве локальных участков объективнее оценить эффективность технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков при выборе мест заложения поисковых и разведочных скважин.

11. Анализ материалов [13] показал, что четвертый участок проведения сейсмических работ и пробуренная скважина 7435/12-1 Korpfjell (см. рис. 2, з) расположены в пределах поднятия Naarer Dome. Поэтому обратим внимание на следующие обстоятельства. В статье [18] представлены также результаты выполненных ранее экспериментальных исследований в пределах крупных поднятий (структур) Баренцева моря — Пахтусовской, Федынского и Варнекской. Крупных по площади аномальных зон в пределах структур Федынского и Пахтусовской не обнаружено. В районе расположения Варнекской структуры закартированы семь аномальных зон площадью 232, 438, 45, 30, 82, 221 и 267 км² каждая (см.рис. 4), а над гигантским Штокманским месторождением — аномальная зона площадью 1240 км². Совместный анализ этих материалов с результатами бурения скважины 7435/12-1 Korpfjell дает повод предположить о понижении, в некоторой степени, вероятности обнаружения крупных скоплений УВ в районе поднятия Федынского и Пахтусовской структуры. Можно также утверждать, что эти две крупные структуры Баренцева моря не могут быть объектами первоочередного детального изучения.

12. Опубликованные в работе [18] результаты экспериментальных исследований в районе расположения месторождений Skrugard и Navis свидетельствуют о принципиальной возможности комплексирования дистанционных, сейсмических и гео-

электрических методов при поисках и разведке скоплений УВ в акваториях (в том числе арктических). Для этого участка получена дополнительная и, главное, независимая информация о перспективах его нефтегазоносности. 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.

Обратим внимание, что в процессе обработки данных ДЗЗ аномальные эффекты (отклики) на резонансных частотах нефти зафиксированы только в районе месторождений Skrugard и Navis. В пределах всех других обследованных структур и участков Баренцева моря (Пахтусовской, Варнекской (см. рис. 4); Центральной, Южной и Кольской в районе поднятия Федынского; четырех участках в норвежской части бывшей “серой” зоны (см. рис. 2)) аномальные отклики на резонансных частотах нефти не обнаружены.

Заключение. Приведенные результаты исследований демонстрируют работоспособность и эффективность прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков при поисках скоплений УВ в акваториях шельфа (в том числе арктического). Применение этой мобильной технологии на начальных этапах поисковых работ позволит в пределах обнаруженных и закартированных аномалий типа “залежь УВ” проводить сейсмические исследования 3Д повышенной детальности. Использование технологии для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой структур и объектов даст возможность оптимизировать расположение первых поисковых скважин. Целенаправленное использование технологии при поисках и разведке скоплений УВ позволит ускорить и оптимизировать в целом геолого-разведочный процесс на углеводородные ресурсы в породах-коллекторах традиционного и нетрадиционного типов.

Предварительная оценка перспектив нефтегазоносности с использованием супермобильного метода частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ (спутниковых снимков) оперативно выполняется в лабораторных условиях (без организации и проведения полевых работ), требует на проведение работ очень мало времени и является малозатратной (недорогой) по сравнению со стоимостью работ традиционными геофизическими методами.

Оперативная обработка в детализационном режиме данных ДЗЗ участков расположения выявленных перспективных структур и объектов позволяет получать новую (дополнительную) и, главное, независимую информацию, которая вместе с имеющимися геолого-геофизическими материалами по-

зволяет сформировать более полное (адекватное) представление о перспективах их нефте- и газоносности. При этом материальные (финансовые) и временные затраты на получение такой информации несопоставимы с затратами (временными и финансовыми) предыдущих лет на геолого-геофизическое изучение отдельных структур и объектов.

По результатам практического применения мобильных и прямопоисковых методов на суше и в морских акваториях в различных регионах мира (в том числе приведенным в настоящей статье) очевидна целесообразность в их использовании для оперативной оценки перспектив нефтегазонасности крупных поисковых блоков и локальных участков на этапах подготовки к аукционам (тендерам).

При подготовке лицензионных блоков к аукционам предварительную оценку их нефтегазонасности с использованием мобильных прямопоисковых методов могут инициировать и проводить государственные структуры, которые организуют и проводят аукционы. Полученная при этом дополнительная информация может способствовать повышению интереса потенциальных покупателей (нефтяных компаний, частных инвесторов) к тем или другим лицензионным участкам, а также их стоимости.

Потенциальные покупатели лицензионных блоков (нефтяные компании, частные инвесторы) могут проводить (финансировать) предварительную оценку их нефтегазонасности на этапе лицензирования. Материалы такой оценки дают им возможность принять более обоснованное решение о целесообразности участия в торгах по конкретному лицензионному блоку (участку).

Супермобильная технология частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ предоставляет реальную возможность оперативно в рекогносцировочном режиме обследовать слабоизученные блоки и площади в известных нефтегазонасных районах с целью обнаружения наиболее крупных и перспективных объектов (прогнозируемых скоплений УВ) для детального изучения и разбуривания. В арктических акваториях такие исследования могут быть проведены с целью обнаружения гигантских и уникальных месторождений УВ. Применение рассмотренной технологии может существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала слабоизученных и труднодоступных регионов.

Список библиографических ссылок

1. Бембель С.Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири. Тюмень: ТИУ, 2016. 215 с.
2. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2012. № 3. С. 2—6.
3. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса. *Журнал Всесоюзного химического*

го общества им. Д.И. Менделеева. 1986. Т. 31, № 5. С. 581—586.

4. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Экспресс-технология “прямых” поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами: результаты практического применения в 2001—2005 гг. *Геоинформатика*. 2006. № 1. С. 31—43.
5. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазонасности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков. *Геоинформатика*. 2010. № 3. С. 22—43.
6. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения. *Геоинформатика*. 2011. № 2. С. 19—35.
7. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. *Геофизический журнал*. 2012. Т. 34, № 4. С. 167—176.
8. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Мобильные технологии прямых поисков нефти и газа: о целесообразности их дополнительного применения при выборе мест заложения скважин. *Геоинформатика*. 2015. № 3. С. 5—30.
9. Левашов С.П., Батырова Б.Х., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Применение частотно-резонансного метода обработки данных ДЗЗ в детализационном режиме для оценки нефтегазонасности локального поискового участка. *Геоинформатика*. 2017. № 1. С. 5—18.
10. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Самсонов А.И., Божежа Д.Н. О целесообразности применения мобильных прямопоисковых технологий при выборе мест заложения скважин на нефть и газ. *Геоинформатика*. 2018. № 1. С. 5—23.
11. Сапрыкина А. Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья. Автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук. Москва: Изд-во МГУ, 2002. 14 с.
12. Тимурзиев А.И. Миф “энергетического голода” от Хабберта и пути решения глобальной энергетической проблемы на основе реализации проекта “Глубинная нефть”. *Недропользование XXI век*. 2017. № 5. С. 106—121.
13. Geological assessment of petroleum resources in eastern parts of Barents Sea north 2017 [http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Geological-assessment-of-petroleum-resources---Barents-Sea-north-2017/].
14. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Bozhezha D.N. Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. *NCGT Journal*, 2017. Vol. 5, no. 1, pp. 48—91 [www.ncgt.org].
15. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. On the Possibility of Using Mobile and Direct -Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union, pp. 209—236.

16. Minor gas discovery in the Barents Sea 7435/12-1. [http://www.npd.no/en/news/Exploration-drilling-results/2017/743512-1/].
17. Norway Desperately Needs Large Oil Discoveries. [https://www.oilandgaspeople.com/news/15909/norway-desperately-needs-large-oil-discoveries/].
18. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea [Электронный ресурс]. *Offshore Technology Conference Arctic Technology Conference*, 23–25 March, Copenhagen, Denmark, 2015. DOI:10.4043/25578-MS. Режим доступа: [https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS] (дата обращения: 25.03.2016).
Поступила в редакцию 23.04.2018 г.

РЕЗУЛЬТАТИ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЇ ОБРОБКИ СУПУТНИКОВИХ ЗНІМКІВ ПОШУКОВОГО БЛОКА В БАРЕНЦОВОМУ МОРІ У РАЙОНІ ПРОБУРЕНОЇ СВЕРДЛОВИНИ 7435/12-1 KORPFJELL

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

¹Інститут прикладних проблем екології, геофізики і геохімії, пров. Лабораторний, 1, м. Київ, 01133, Україна

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

³Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України, просп. Акад. Палладіна, 32, м. Київ, 03680, Україна, e-mail: korchagin.i.n@gmail.com

Проаналізовано результати оцінювання перспектив нафтогазоносності окремих пошукових площ і структур Баренцового моря частотно-резонансним методом обробки та інтерпретації даних дистанційного зондування Землі. Аномальні зони, що виявлені та закартовані на обстежених площах, наведено з координатною прив'язкою. У норвезькій частині колишньої “сірої” зони Баренцового моря оброблено супутникові знімки чотирьох пошукових ділянок загальною площею 39 742 км². Площа проведення 3Д сейсмічних робіт в їхніх межах становить 13 956 км². Виявлено 2 аномальні зони типу “газовий поклад” і 13 аномальних зон типу “газовий + конденсатний поклад” загальною площею 1613 км². Свердловина 7435/12-1 завглибшки 1508 м, яку пробурено в межах однієї з ділянок, не потрапляє в контури закартованих аномальних зон, у ній не виявлено комерційних обсягів газу. У районі великого Варнекського підняття закартовано сім аномальних зон типу “газ + газоконденсат”. Супутниковий знімок локальної ділянки розташування проектною свердловини 34/8-19 S у Північному морі оброблено в деталізаційному масштабі; виявлено аномальну зону типу “газ + конденсат” з максимальними значеннями пластового тиску 21,3 МПа; проектну свердловину розташовано в межах закартованої аномалії. Результати застосування технології частотно-резонансної обробки та інтерпретації даних ДЗЗ засвідчують доцільність їх використання під час вибору місць закладення пошукових і розвідувальних свердловин. Прямопошукова технологія надає унікальну можливість оперативного обстежити у рекогносцирувальному режимі всі найперспективніші ділянки в межах Арктичного регіону з метою виявлення гігантських та унікальних родовищ вуглеводнів. Активніше застосування технології дасть змогу істотно прискорити освоєння нафтогазового потенціалу цього регіону, а також інших важкодоступних і віддалених регіонів світу.

Ключові слова: мобільна технологія, аномалія типу “поклад”, нафта, газ, газоконденсат, шельф, свердловина, Баренцове море, супутникові дані, прямі пошуки, обробка даних дистанційного зондування Землі, інтерпретація.

RESULTS OF THE SATELLITE IMAGES FREQUENCY-RESONANT PROCESSING OF THE SEARCH BLOCK IN THE BARENTS SEA IN THE AREA OF DRILLED WELL 7435/12-1 KORPFJELL

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

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

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

³Institute of Geophysics, NAS of Ukraine, 32, Palladin Ave., Kyiv, 03680, Ukraine, e-mail: korchagin.i.n@gmail.com

Purpose The article aims to additionally demonstrate the expediency of mobile direct-prospecting methods used in offshore prospecting for oil and gas; to analyze the results of the assessment of the prospects for oil and gas potential of individual search areas and structures of the Barents Sea by the frequency-resonance method of processing and interpretation of Earth remote sensing data; to present the anomalous zones detected and mapped on the surveyed areas with a coordinate reference.

Design/methodology/approach Mobile technology of frequency-resonance processing and interpretation (decoding) of remote sensing data is a “direct” method of searching for oil and gas, as well as ore minerals. The technology is developed on the basis of the “substance” paradigm of geophysical research, the essence of which is to search for a specific (sought in each case) substance – oil, gas, gas-condensate, gold, zinc, uranium, etc. The technology has been tested in search areas and known hydrocarbon fields in various regions of the world and is constantly being improved.

Findings. Satellite images of four search sites with a total area of 39742 km² were processed in the Norwegian part of the former “gray” zone of the Barents Sea. The area of 3D seismic works within them is 13956 km². Two anoma

lous zones of the “gas deposit” type and 13 anomalous zones of “gas + condensate deposit” type with a total area of 1613 km² were detected. Drilled within one of the area well 7435/12-1 with a depth of 1508 m does not enter the contours of the mapped anomalous zones, and commercial volumes of gas are not detected in it. Seven anomalous zones of the “gas + gas condensate” type were mapped in the area of the large Varnekskaya uplift. A satellite image of the local site of the 34/8-19 S projected well in the North Sea is processed in a detail scale; an anomalous zone of the “gas + condensate” type with a maximum of reservoir pressure of 21.3 MPa was detected; the projected well is located within the mapped anomaly.

The practical significance and conclusions. The results of application of the technology of frequency-resonance processing and interpretation of remote sensing data indicate the expediency of using them in selecting sites for prospecting and exploratory wells location. This direct-prospecting technology provides a unique opportunity to promptly survey all the most promising areas within the Arctic region in the reconnaissance regime in order to detect the giant and unique hydrocarbon deposits. A more active use of this technology will significantly accelerate the development of the oil and gas potential of this region, as well as other remote and hard-to-reach regions of the world.

Keywords: mobile technology, anomaly of deposit type, oil, gas, gas condensate, offshore, well, Barents Sea, satellite data, direct searches, remote sensing data processing, interpretation.

References:

1. Bembel S.R. Geology and mapping of the features of the structure of oil and gas fields in Western Siberia. Tyumen: TIU, 2016. 215 p. [in Russian].
2. Karpov V.A. State and prospects of oil and gas exploration activity in West Siberia. *Oil and gas geology*. 2012. no. 3, pp. 2–6 [in Russian].
3. Krayushkin V.A. Mestorozhdeniya nefi i gaza glubinnogo genezisa. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*. 1986. Vol. 31, no. 5, pp. 581–586 [in Russian].
4. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Express technology of “direct” prospecting and exploration for hydrocarbon accumulations by geoelectric methods: results of practical application in 2001–2005. *Geoinformatika*, 2006, no. 1, pp. 31–43 [in Russian].
5. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. New possibilities for the oil-and-gas prospects operative estimation of exploratory areas, difficult of access and remote territories, license blocks. *Geoinformatika*, 2010, no. 3, pp. 22-43 [in Russian].
6. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Assessment of relative values of reservoir pressure of fluids in collectors: results of conducted experiments and prospects of practical application. *Geoinformatika*, 2011, no. 2, pp. 19–35 [in Russian].
7. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Frequency-resonance principle, mobile geoelectric technology: new paradigm of geophysical investigations. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2012, vol. 34, no. 4, pp. 166–176 [in Russian].
8. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile technologies of direct prospecting for oil and gas: feasibility of their additional application in selecting sites of well drilling. *Geoinformatika*, 2015, no. 3, pp. 5–30 [in Russian].
9. Levashov S.P., Batyrova B.Kh., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Application of frequency-resonance method of remote sensing data processing in detailed mode for petroleum potential evaluation of local exploration block. *Geoinformatika*, 2017, no. 1, pp. 5–18 [in Russian].
10. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Samsonov A.I., Bozhezha D.N. About the feasibility of the mobile direct-prospecting technologies application for the sites of wells for oil and gas location *Geoinformatika*, 2018, no. 1, pp. 5–23 [in Russian].
11. Saprykina A. Yu. Features of the structure and formation of oil deposits in connection with the disjunctive-block structure of the Upper Jurassic and Neocomian natural reservoirs of the Latitudinal Priobye. Abstract of the dis. ... candidate of geological and mineralogical sciences. Moscow, Moscow State University, 2002. 14 p. [in Russian].
12. Timurziyev A.I. Myth of Power hunger from Hubbert and Ways of the decision of the Global Power Problem on Base of “Deepoil” Project Realisation. *Nedropol'zovanie XXI vek [Subsurface Use XXI Century]*, 2017, no. 5, pp. 106–121 [in Russian].
13. Geological assessment of petroleum resources in eastern parts of Barents Sea north 2017. [<http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Geological-assessment-of-petroleum-resources---Barents-Sea-north-2017/>].
14. Levashov, S.P., Yakymchuk, N.A., Korchagin, I.N. and Bozhezha, D.N. Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. *NCGT Journal*, 2017. Vol. 5, no. 1, pp. 48–91. www.ncgt.org
15. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. On the Possibility of Using Mobile and Direct -Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union. pp. 209–236.
16. Minor gas discovery in the Barents Sea 7435/12-1 [<http://www.npd.no/en/news/Exploration-drilling-results/2017/743512-1/>].
17. Norway Desperately Needs Large Oil Discoveries [<https://www.oilandgaspeople.com/news/15909/norway-desperately-needs-large-oil-discoveries/>].
18. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea. *Offshore Technology Conference Arctic Technology Conference*, 23–25 March, Copenhagen, Denmark, 2015. DOI:10.4043/25578-MS. [<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS>].

Received 23/04/2018