

ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ПОИСКОВЫХ ПЛОЩАДЕЙ И ОТДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР НА ШЕЛЬФЕ МЕТОДОМ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ДЗЗ

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

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

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

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

Анализируются результаты применения метода частотно-резонансной обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных структур на шельфе в районе пробуренных и проектных скважин. С использованием этой мобильной и оперативной технологии обработаны спутниковые снимки крупных поисковых участков и блоков на шельфах Карского, Черного и Азовского морей, южном шельфе ЮАР и юго-восточном шельфе Фолклендских островов. На площади обследования в Карском море в пределах одной структуры обнаружено 6 аномальных зон типа “залежь углеводородов (УВ)”, на локальном участке Туапсинского прогиба в Черном море – 5 аномальных зон; их существенно меньше, чем выявленных геофизическими исследованиями структур. Исследованиями в Азовском море в районе пробуренной скважины Белосарайская-1 (1400 м) показана возможность обнаружения залежей УВ в нарушенной части фундамента. В районе газового месторождения на шельфе ЮАР обнаружено и закартировано 13 аномальных зон типа “Gas”, многие из которых являются локальными участками для детального изучения и разбуривания. Это, практически, зоны “Sweet spots” в плотных песчаниках. Оценки пластового давления в 21 МПа в районе скважины Darwin на шельфе Фолклендских островов указывают на малую вероятность получения коммерческих притоков УВ из интервала глубин 4633–4681 м. Обнаруженные аномальные зоны представляют собой, по сути, проекции на земную поверхность контуров скоплений УВ в разрезе. Эта информация может использоваться для приближенной оценки ресурсов УВ в пределах обследованных участков и структур. Начало освоения обследованных лицензионных блоков с обнаруженных аномальных зон позволит, в целом, существенно ускорить и оптимизировать поисковый процесс. Мобильная технология частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ может использоваться для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных структур и поисковых площадей в морских и океанических акваториях, включая труднодоступные Арктический и Антарктический регионы.

Ключевые слова: мобильная технология, аномалии типа “залежь”, “нефть”, “газ”, “газоконденсат”, шельф, Арктика, разломная зона, спутниковые данные, прямые поиски, обработка данных ДЗЗ, интерпретация.

Введение. В конце 2009 г. авторы начали активную и целенаправленную апробацию мобильной и оперативной технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) с целью поисков скоплений углеводородов (УВ) – нефти, газа, газоконденсата, рудных полезных ископаемых различного типа и водоносных коллекторов с питьевой, минерализованной и гидротермальной водой [10–12]. Такая апробация технологии проводилась на суше, в морских и океанических акваториях [10–13, 25, 26]. Достаточно большой объем исследований демонстрационного характера на рудные и горючие полезные ископаемые выполнен с помощью этой технологии и в 2014 г. Перечислим кратко неко-

торые выполненные исследования с целью поисков и разведки скоплений УВ.

В начале 2014 г. проведена оперативная оценка перспектив нефтегазоносности локального участка бурения параметрической и двух поисковых скважин на лицензионной площади в северо-западной части Республики Казахстан. К настоящему времени на этом участке одна скважина (параметрическая) уже пробурена (оказалась сухой, как и прогнозировалось по результатам дешифрирования данных ДЗЗ), информации о результатах бурения другой скважины (тоже с минимальным значением вероятности получения промышленных притоков УВ) у авторов нет.

Проведены детальные исследования с использованием частотно-резонансного, а также назем-

ных геоэлектрических методов становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [10–12, 20] на месторождении нефти в Украине, находящемся на поздней стадии разработки, с целью выбора оптимального направления бурения наклонных стволов из старых добывающих скважин.

Оперативно выполнена оценка перспектив нефтегазоносности четырех крупных по площади участков проведения сейсмических работ 3D в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря.

Проведены также исследования демонстрационного характера в различных регионах мира: Ливии, США, России (п-ов Ямал, Ханты-Мансийский округ – Югра, Московская синеклиза), Грузии.

Особого внимания заслуживают результаты экспериментального применения технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ для обнаружения и картирования в зонах распространения сланцевых пород локальных участков скопления повышенных концентраций УВ (нефти, газа, газоконденсата). С использованием этой технологии обработаны спутниковые снимки крупных поисковых участков и блоков на территориях распространения сланцевых комплексов в Украине, Польше, Румынии, Англии и США [13].

В последнем квартале 2014 г. были обработаны спутниковые снимки достаточно крупного блока в районе пробуренной скважины-открывательницы Университетская-1 нефтегазоконденсатного месторождения в пределах одноименной структуры в Карском море (Арктика, Россия), а также участка расположения газового месторождения F-O на южном шельфе ЮАР. Результаты этих исследований заслуживают внимания и анализируются ниже в настоящей статье. Основная цель публикации – демонстрация потенциальных возможностей мобильной и оперативной технологии прямых поисков и разведки скоплений нефти и газа в удаленных и трудных для освоения районах шельфа Мирового океана. Кроме того, авторы намереваются очередной публикацией экспериментальных материалов обратить внимание специалистов академической науки и нефтяных компаний на прямопоисковые технологии в целом и на частотно-резонансный метод обработки данных ДЗЗ в частности.

Некоторые результаты поисков и бурения на шельфе. Не секрет, что 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 Арктического и

Антарктического регионов. Поэтому проблема ускорения и оптимизации геолого-разведочного процесса поисков промышленных скоплений УВ в удаленных и труднодоступных регионах (в том числе в Арктическом) исключительно актуальна. В связи с указанным выше целесообразно обратить внимание на публикации, в которых приводятся некоторые сведения о результатах поисковых работ и бурения на шельфе в различных регионах.

1. В публикации [15] подведены итоги геолого-разведочных работ и бурения в 1995–2006 гг. в Южном Каспии (ЮКБ), которые проводились в море на основе 18 контрактов с иностранными нефтяными компаниями. Почти все контрактные блоки и площади были подготовлены под глубокое бурение двумерной и трехмерной сейсморазведкой, результаты которой позволяют с учетом специфики разреза бассейна достаточно надежно моделировать природные резервуары-ловушки и, соответственно, закладывать первые поисковые и разведочные скважины на участках локальных поднятий, оптимальных с точки зрения возможности выявления скоплений УВ.

В указанный период в азербайджанской части акватории бурение проведено на 15 площадях. Только на одной из них разведочная скважина выявила крупное месторождение газа и конденсата. На остальных площадях пробурено 16 скважин с глубинами 3840–7087 м. По результатам разбуривания 7 скважин операторы проектов, несмотря на получение притоков УВ, признали коммерчески неэффективными опробованные объекты... При тестировании 9 скважин УВ в них не установлены. Результаты геолого-разведочных работ 1995–2006 гг. не подтвердили предполагавшиеся ресурсы УВ в объеме 4,33 млрд т в нефтяном эквиваленте, в том числе ожидаемые 930 млн т нефти и 3,4 трлн м³ газа. Общие затраты компаний-операторов составили около 1 млрд дол. США: примерно 110 млн дол. – на геофизические работы и 830 млн. дол. – на бурение (55 тыс. пог. м) [15].

В связи с отмеченным в заключении публикации [15, с. 109] констатируется, что “реализация важнейшего условия стабилизации добычи нефти и газа – прироста их запасов в ЮКБ – должна осуществляться поисково-разведочными работами ... за счет внедрения новых научно обоснованных концепций и более эффективных современных методов и подходов”.

2. В одной из статей авторов приводятся сведения о некоторых результатах геофизических исследований и бурения (положительных и отрицательных) в пределах лицензионных

блоков Ugumaco I, Ugumaco II, Cardon III, Cardon IV на шельфе Венесуэлы. В частности, в течение 5 лет в пределах блоков Ugumaco I и Ugumaco II выполнены сейсмические работы 3D общей площадью 500 и 400 км² соответственно и пробурена скважина стоимостью 300 млн дол. США, которая не дала положительных результатов.

3. На шельфе Норвегии в 2012 г. пробурены 43 поисковые и разведочные скважины, сделано 14 открытий [28]. За это же время бурение 66 скважин на шельфе Англии привело только к двум открытиям [29]! В 2012 г. 4 скважины пробурены на шельфе Намибии, коммерческие притоки УВ в них также не получены [23].
4. В статье [18, 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 впадине, 10 из которых признаны бесперспективными. Для оценки потенциала скважины Домино-1 (Румыния) нужно потратить несколько миллиардов долларов США в течение 5–6 лет”.
5. В опубликованной в конце 2014 г. статье [22, с. 105] приводятся следующие сведения: “Тем не менее на настоящее время **более 100 поисково-разведочных скважин** уже пробурено в норвежской части Баренцева моря, большинство из которых оказались сухими или с некоммерческими притоками. На сегодня только одно месторождение (Snohvit) разрабатывается и еще одно (Goliat) подготавливается к добыче УВ. За последние несколько месяцев мы также стали свидетелями нескольких «разочарований» компании Statoil, которой не удалось обнаружить коммерческие объемы УВ во время бурения в районе структурного участка Ноор”.
6. В работе [30, с. 95] обсуждаются перспективы нефтегазоносности бассейна Rockall на шельфе Ирландии и приводится информация, что на шельфе “с 1975 по 1985 г. были пробурены 73 скважины, но за это время не было сделано никаких коммерческих открытий”.

В связи с такими результатами бурения для повышения эффективности морских нефтегазопроисковых исследований в последнее время дополнительно к сейсмическим стали привлекать современные электромагнитные методы. В морских акваториях наиболее активно применяется электромагнитная технология Seabed Logging (controlled-source electromagnetic (CSEM) технология) компании EMGS [21, 22].

О мобильных методах и технологиях. Содействовать повышению эффективности поисковых работ на нефть и газ в морских акваториях может также более активное применение в поисковом

процессе мобильных и оперативных прямопоисковых геофизических технологий. К таким технологиям относятся и используемые авторами метод частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ с целью “прямых” поисков полезных ископаемых конкретного типа [10–12], а также геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ [12, 20]. Применение этих методов дает возможность обнаруживать и картировать аномальные зоны типа “залежь нефти”, “залежь газа”, “залежь газогидратов” и др.

В комплексе используемых мобильных методов в целом важное место занимает методика оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах [11]. Во-первых, она позволяет существенно сузить площадь поисков залежей УВ, а следовательно, и участков для заложения поисковых скважин. Во-вторых, полученные в результате ее применения оценки пластовых давлений флюидов дают возможность сформировать предварительные предположения о глубинах залегания залежей УВ. В-третьих, отсутствие в пределах обнаруженных и зарисованных аномальных зон типа “залежь УВ” участков с относительно повышенными значениями пластового давления флюидов позволяет исключить такие участки (аномалии) из перечня объектов, заслуживающих первоочередного детального изучения и разбуривания.

Оценка максимальных значений пластового давления, по которым строятся аномальные зоны типа “залежь нефти (газа)”, это некоторый комплексный параметр, величина которого зависит от давления газа, находящегося во флюиде или в свободном виде в коллекторе, а также от его количества, т. е. от пористости пород. Поэтому на краях аномальных зон значения данного параметра уменьшаются, хотя глубины на краях могут и увеличиваться. В зонах отсутствия газа параметр “давление” не определяется (оценивается), поэтому он принимается равным нулю.

Перечисленные мобильные методы уже на протяжении многих лет успешно используются для поисков нефти и газа в различных регионах мира. Некоторые результаты их применения (в том числе при поисках скоплений УВ в морских акваториях) анализируются в работах [10–13, 20, 25, 26]. Все приведенные ниже результаты получены с использованием методики оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах [11].

Возможности и отличительные особенности используемых мобильных методов охарактеризованы во многих публикациях авторов [10–13, 20]. Здесь целесообразно только акцентировать внимание на том, что это, по сути, “прямые” методы поисков нефти и газа. Более того, в последних публикациях отмечается, что данные методы успешно применяются в рамках новой парадигмы

геофизических исследований – “вещественной” [12]. Разработанные в соответствии с ней технологии и методы (в том числе другими исследователями [8, 17]) направлены на поиск конкретного (искомого в каждом конкретном случае) вещества – нефти, газа, газоконденсата, золота, цинка, урана и др.

По материалам исследований традиционными геофизическими методами осуществляется построение физических моделей изучаемых участков, площадей и объектов: скоростной, плотностной, магнитной, температурной и др. В дальнейшем в результате геологической интерпретации физических моделей среды в разрезе выделяются тектонические элементы, структуры, объекты, с которыми могут быть связаны определенные виды полезных ископаемых (такой связи может и не быть, о чем свидетельствуют некоторые приведенные выше результаты бурения в различных регионах мира).

Отмеченные особенности традиционных и “прямых” методов поисков скоплений УВ позволяют констатировать, что прямое (прямолинейное) сопоставление результатов, полученных традиционными методами, с материалами прямопоисковых методов в принципе некорректно. Во многих случаях материалы не будут соответствовать (и не соответствуют) друг другу. Материалы исследований традиционными и прямопоисковыми методами следует рассматривать только как дополняющие друг друга!

Представленные ниже результаты получены с использованием мобильной технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ [10–12].

Район бурения скважины Университетская-1 в Карском море. В последние годы значительно повысился интерес разных стран к поискам и разведке скоплений УВ в Арктическом регионе. Подтверждением этого можно считать также подписанные в 2012 г. нефтяной компанией (НК) “Роснефть” соглашения о стратегическом партнерстве с ведущими нефтяными компаниями мира

для освоения ресурсов Баренцева, Карского и Черного морей. Некоторые районы проведения НК “Роснефть” совместных поисковых работ и бурения показаны на рис. 1.

В рамках одного из таких проектов в конце сентября 2014 г. НК “Роснефть” завершила бурение самой северной скважины Университетская-1, по итогам которого обнаружена нефть на лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 в Карском море (рис. 1). Глубина моря в точке бурения составляет 81 м, глубина пробуренного вертикального ствола – 2113 м.

По результатам бурения, глава НК “Роснефть” Игорь Сечин заявил [16]: “Могу проинформировать вас об открытии первого нефтегазоконденсатного месторождения в новой Карской морской провинции. Получена первая нефть. Эта прекрасная легкая нефть даже по первичным результатам анализа сопоставима с сортом Siberian Light. Предварительная оценка ресурсной базы только по этой первой открытой нами ловушке 338 млрд кубометров газа и более 100 млн тонн нефти, а это лишь одна из структур на данном месторождении. Это уникальный результат при первом поисковом бурении на шельфе на абсолютно новом месторождении”.

Согласно информационным сообщениям, площадь структуры Университетская – 1200 км², при высоте складки 500 м.

Основная цель дополнительных исследований в районе пробуренной скважины в Карском море – демонстрация практической возможности и объективной целесообразности (в очередной раз!) применения технологий “прямых” поисков и разведки скоплений УВ в комплексе с традиционно используемыми геофизическими методами (сейсмическими, в первую очередь) при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ в Арктическом и других удаленных и труднодоступных регионах земного шара.

Необходимая для проведения исследований информация (в том числе координаты контура участка, а также скважин в его пределах) заим-



Рис. 1. Совместные проекты НК “Роснефть” с иностранными компаниями по разведке и добыче углеводородов в Карском и Черном морях [www.rosneft.ru/]

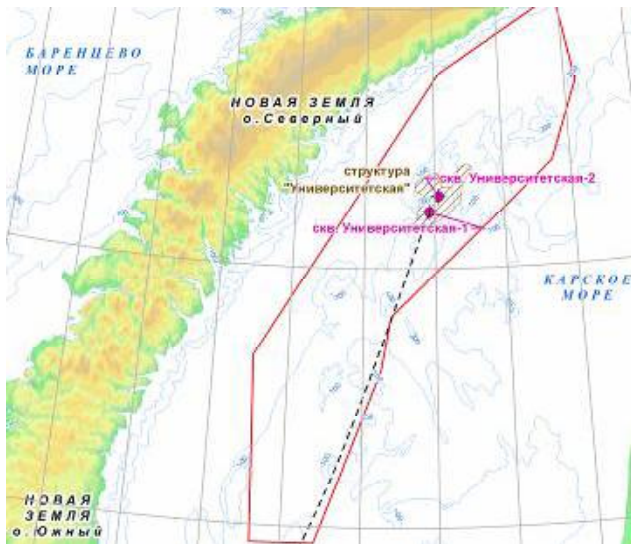


Рис. 2. Карта-схема расположения в Карском море лицензионного участка Восточно-Приновоземельский-1, структуры Университетская, пробуренной скважины Университетская-1 и проектной скважины Университетская-2 [www.krskgazprom-ngp.ru/]

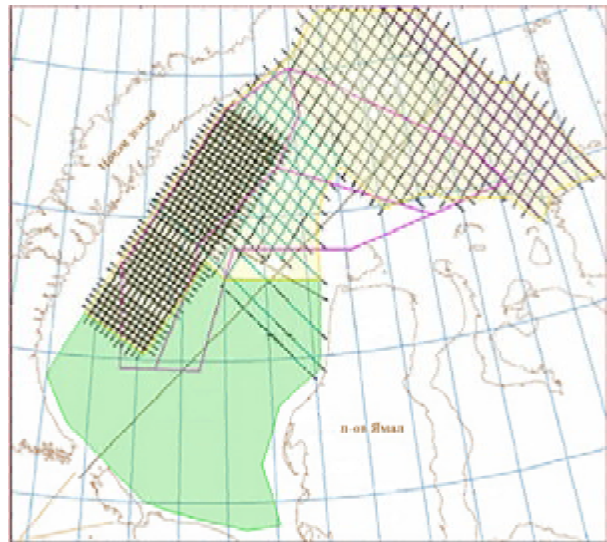


Рис. 3. Карта-схема отработанных сейсмических профилей в пределах трех Восточно-Приновоземельских участков [1]

ствованы из информационных материалов на различных сайтах Интернета, в частности и на сайте НК «Роснефть» [1]. На рис. 2 показаны контуры лицензионного блока, структуры Университетская и положение двух скважин (одна из них пробурена). Карта-схема отработанных сейсмических профилей в пределах трех Восточно-Приновоземельских участков представлена на рис. 3. Она позволяет сформировать некоторое представление об объеме выполненных в регионе геофизических исследований.

В районе пробуренной и запроектированной скважин для обследования взят участок площадью 4150 км². Спутниковые снимки этого участка, на которых показано положение скважин, приведены на рис. 4. Частотно-резонансная обработка снимков участка обследования выполнена в масштабе 1 : 250 000 (рис. 5).

Результаты исследований. В процессе проведения обработки и интерпретации спутникового снимка обследуемого участка регистрировались аномальные эффекты (отклики) на резонансных частотах нефти, газа и газоконденсата. На резонансных частотах пресной воды в пределах обследованной площади обнаружены и прослежены некоторые зоны тектонических нарушений (повышенной миграции флюидов).

Всего на участке обследования обнаружено и закартировано четыре относительно небольшие (по сравнению с площадью структуры) аномальные зоны типа «нефть + газ + конденсат» (1, 2, 4, 5) и две аномальные зоны типа «нефть + газ» (3, 6) (рис. 5). В закартированных аномалиях оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах изменяются от 19,1 до 29,4 МПа.

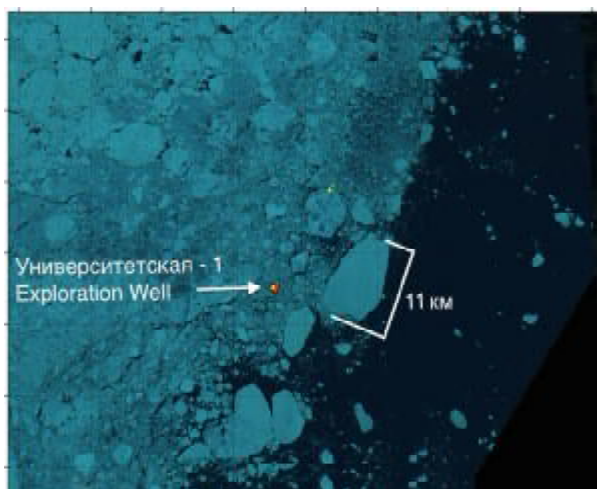


Рис. 4. Подготовленные для частотно-резонансной обработки спутниковые снимки участка расположения пробуренной скважины Университетская-1. Масштаб обработки 1 : 250 000. Положение двух скважин показано светлыми точками

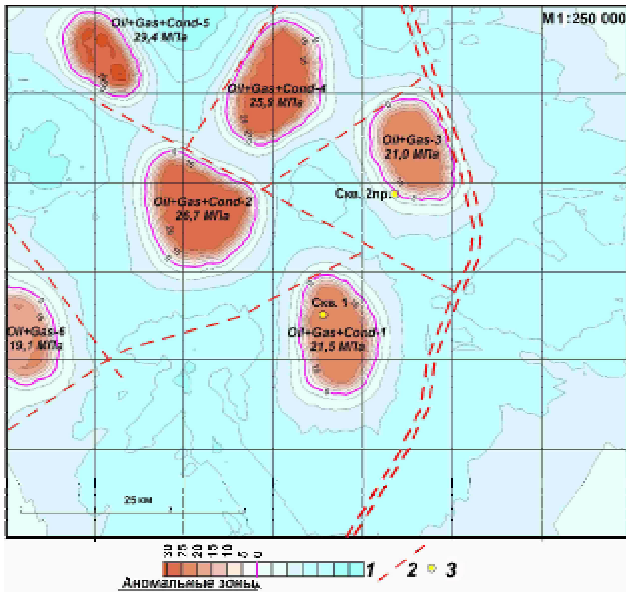


Рис. 5. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “залежи углеводородов” в районе пробуренной скважины Университетская-1 (структура Университетская в Карском море, Россия, Арктика) (по результатам частотно-резонансного анализа спутниковых данных): 1 – шкала значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 – тектонические нарушения по результатам обработки спутниковых данных; 3 – скважина: Скв.1 – пробуренная (Университетская-1), Скв. 2пр. – проектная (Университетская-2)

Площади обнаруженных аномальных зон 1–6 по изолинии 0 МПа соответственно следующие: 92, 120, 83, 108, 55, 52 км². Суммарная площадь всех аномалий – 510 км², что по отношению к площади обследованного участка составляет 12,29 %.

Площади аномалий 1–6 по изолинии 15 МПа соответственно следующие: 60, 86, 52, 78, 37, 33 км². Суммарная площадь всех аномалий по этой изолинии – 346 км², что по отношению к площади обследованного участка составляет 8,34 %.

Из рис. 5 следует, что пробуренная скважина Университетская-1 расположена в контурах аномальной зоны 1, а проектная скважина Университетская-2 попадает на нулевую изолинию аномальной зоны 3. По результатам проведенных исследований бурить скважину Университетская-2 в запроектированном месте нецелесообразно.

Приведенные выше материалы позволяют сформулировать предварительные выводы, а также отметить некоторые отличительные особенности результатов обследования этого участка по сравнению с результатами исследований в различных районах Баренцева моря [26].

1. Метод частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ – по сути, прямой метод поисков и разведки скоплений УВ. Закартированные с его помощью аномалии можно считать проекциями на земную поверхность всех залежей УВ в разрезе. Это обстоятельство, с одной сто-

роны, позволяет сразу же локализовать участки заложения новых разведочных скважин. С другой стороны, полученные результаты дают возможность более адекватно оценить ресурсы УВ в пределах обследованной структуры и, следовательно, принять более взвешенное решение о целесообразности проведения дальнейших поисковых и разведочных работ.

- Из рис. 2 следует, что скважина Университетская-2 попадает практически в центр одноименной структуры (заштрихованная область). Если скважина будет пробурена в этой точке, но в ней не получат промышленных (коммерческих) притоков УВ, то оценки потенциальных ресурсов УВ структуры Университетская существенно снизятся, а перспективы ее дальнейшего изучения станут более туманными. Не исключено, что если бы первая скважина на структуре была пробурена в указанном месте, то вопрос ее дальнейшего изучения бурением в ближайшее время был бы снят с повестки дня.
- На рис. 5 видно, что закартированные аномальные зоны расположены как бы в отдельных блоках, отделенных один от другого зонами повышенной миграции. С одной стороны, это может свидетельствовать об их формировании за счет вертикальной миграции глубинных флюидов, с другой – позволяет предположить, что такие зоны повышенной проницаемости (отсутствие регионального флюидоупора) в пределах структуры не благоприятствовали формированию здесь гигантского месторождения УВ.
- Различный тип флюидов, а также оценки максимальных значений их пластового давления в отдельных аномальных зонах (рис. 5) могут указывать на внедрение высоконапорных глубинных флюидов в районе обследуемой структуры в разное время.
- При проведении обработки данных ДЗЗ в пределах всех шести обнаруженных аномальных зон зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти. В Баренцевом море аномалии типа “залежь нефти” выявлены только в районе месторождений Skrugard и Havis [26].
- В пределах обследованного блока в Карском море общая площадь (в процентном отношении к площади обследованного участка) всех обнаруженных аномальных зон в несколько раз больше площади всех выявленных аномалий в норвежской части бывшей “серой” зоны Баренцева моря.
- По площади все закартированные аномальные зоны значительно больше аномальных зон, обнаруженных над нефтяными месторождениями Skrugard и Havis [26].

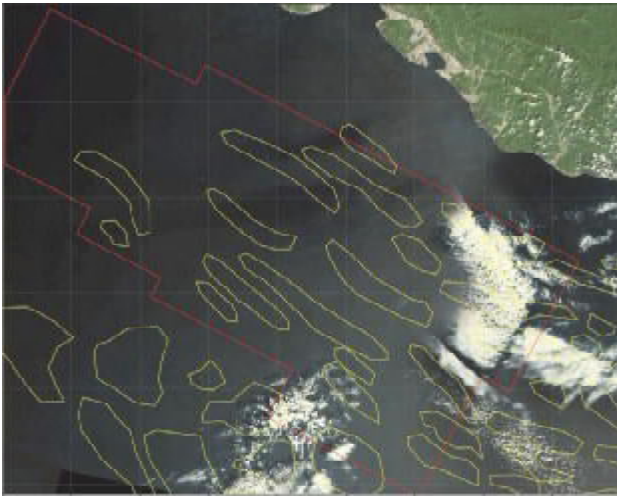


Рис. 6. Подготовленный для обработки спутниковый снимок участка обследования с нанесенными контурами структур. Масштаб 1 : 500 000

Туапсинский прогиб. Из рис. 1 следует, что НК “Роснефть” планирует совместно с иностранными компаниями проводить поисковые работы и бурение на нефть и газ в Туапсинском прогибе. В июне 2012 г. авторами осуществлено дешифрирование данных ДЗЗ локального участка проведения сейсмических работ в пределах этого тектонического элемента Черного моря. Для обработки был подготовлен спутниковый снимок участка обследования в масштабе 1 : 500 000 (рис. 6). На снимок были также нанесены контур участка проведения сейсмических работ и приближенные контуры структур, выявленных предыдущими геофизическими исследованиями.

Целесообразно отметить, что для этого района масштаб обработки данных ДЗЗ 1 : 500 000 достаточно мелкий, аномальные зоны небольших размеров были пропущены и не закартированы.

Результаты обработки и интерпретации спутникового снимка представлены на рис. 7, а также нанесены на снимок. Из рис. 7 следует, что в обследованном фрагменте Туапсинского прогиба обнаружено одну аномальную зону типа “газ + конденсат” и четыре аномальные зоны типа “газ”. Максимальные значения пластовых давлений в пределах выявленных аномалий варьируют от 17 до 27 МПа.

Сопоставление рис. 6 и 7 показывает, что контуры выделенных структур и обнаруженных аномалий существенно различаются. Так, близкая к изометрической аномалия “газ + конденсат” расположена практически в центре протяженной структуры. Аномальная зона Gas-1 почти полностью (за исключением восточных участков) покрывает две рядом расположенные структуры, а аномальная зона Gas-4 – восточную часть одной и западную другой рядом расположенных структур. На западном крыле еще одной структу-

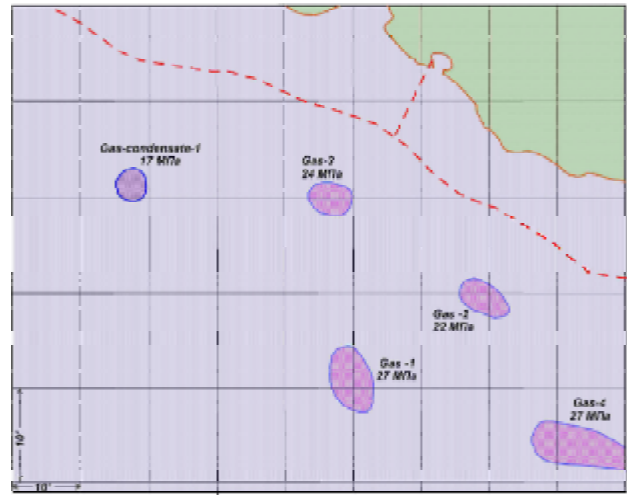


Рис. 7. Карта аномальных зон типа “газ” и “газоконденсат” на фрагменте площади Туапсинского прогиба в Черном море (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ)

ры расположена аномалия Gas-2, а на восточном дуге – аномалия Gas-3.

Общая площадь обследованного снимка 11 358 км². Площадь аномальной зоны Gas-condensate-1 30 км², а аномальных зон Gas-1 – Gas-4 – 82, 48, 45 и 122 км² соответственно. Суммарная площадь всех аномалий 327 км², что по отношению к площади обработанного снимка составляет всего 2,88 %.

Результаты экспериментальных исследований на локальном участке Туапсинского прогиба позволяют сформулировать следующие (принципиальные) выводы:

- 1) количество обнаруженных в пределах обследованного блока аномальных зон существенно меньше количества выделенных геофизическими исследованиями структур;
- 2) отношение суммарной площади обнаруженных аномалий к площади обследованного спутникового снимка в Туапсинском прогибе (всего 2,88 %) существенно меньше, чем в Карском море (12,29 %);
- 3) разбуривание всех обнаруженных структур приведет к бурению большого количества сухих скважин;
- 4) применение прямопоисковых методов и технологий позволяет значительно снизить риски бурения пустых скважин.

Оценка нефтегазоносности структур Белосарайская и Ударная в Азовском море. Результаты исследований в этом районе представляют интерес для авторов еще и потому, что здесь прогнозируется возможность обнаружения скоплений УВ в консолидированной части разреза.

В 2013 г. была выполнена оценка перспектив нефтегазоносности структур Белосарайская и Ударная в Азовском море с помощью частотно-резонансного метода обработки и дешифрирова-

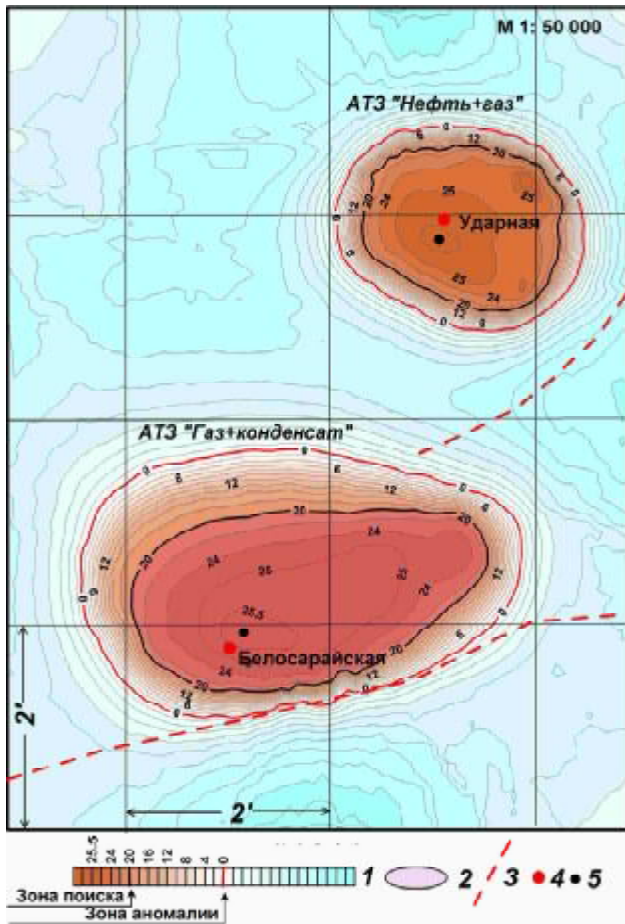


Рис. 8. Карта аномальных зон типа “залежи УВ” в районе Белосарайской и Ударной структур северного шельфа Азовского моря: 1 – шкала значений комплексного пластового давления, МПа; 2 – зона “свободного” газа; 3 – тектоническое нарушение; 4 – положение проектной скважины; 5 – центральная часть аномальной зоны

ния данных ДЗЗ в связи с планируемым бурением на них поисковых скважин. Спутниковый снимок участка расположения структур обработан в масштабе 1 : 50 000. В результате проведенных исследований в пределах структуры Белосарайская обнаружена и закартирована аномальная зона типа “газ + конденсат” с максимальными значениями пластового давления флюидов в коллекторах порядка 26 МПа (рис. 8). В пределах структуры Ударная обнаружена аномалия типа “нефть + газ”, максимальное значение пластового давления оценено в 26 МПа.

Полученные оценки максимальных значений пластового давления позволяют предположить, что притоки флюидов в этих структурах могут быть получены с глубин порядка 2600 м.

В пределах структуры Белосарайская пробурена поисковая скважина глубиной 1400 м, только до пород фундамента. В ней по результатам каротажа выделено несколько горизонтов, перспективных на УВ. В процессе испытания этих коллекторов получены лишь притоки воды.

В связи с такой ситуацией (наличие аномалий и отсутствие притоков УВ) закономерно возник

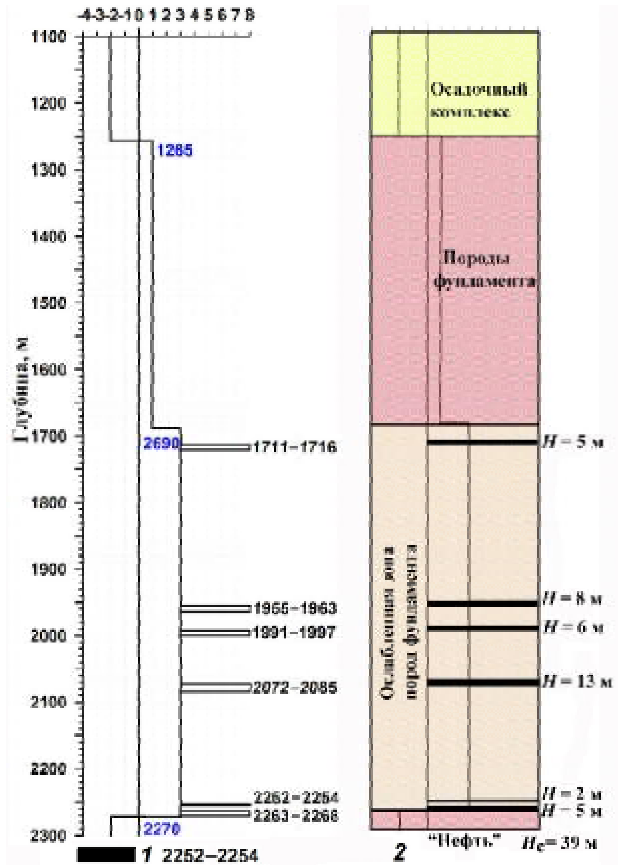


Рис. 9. Результаты вертикального сканирования данных ДЗЗ в пункте VI (район пробуренной скважины Белосарайская на одноименной структуре): 1 – аномально поляризованный пласт (АПП) типа “нефть”; 2 – интервал глубин залегания АПП, м

вопрос: не могут ли продуктивные горизонты находиться глубже, в фундаменте? Полученные оценки пластового давления флюидов указывают на вполне реальную возможность их наличия в указанном интервале разреза.

Для проверки данного предположения в точке бурения скважины на структуре Белосарайская было выполнено вертикальное сканирование данных ДЗЗ в интервале глубин 1100–2600 м (рис. 9). По результатам сканирования в обследованном интервале разреза выделены следующие комплексы пород: а) осадки – 1200–1265 м; б) породы фундамента – 1265–1690 м; в) нарушенные (дислоцированные) породы фундамента – 1690–2270 м; г) породы фундамента – 2270 м и глубже.

Далее, в толще разреза, в который попадают нарушенные породы фундамента (интервал 1690–2270 м), на резонансных частотах нефти выделено 6 аномально поляризованных пластов (АПП) типа “нефть” на глубинах соответственно 1711–1716; 1955–1963; 1991–1997; 2072–2085; 2252–2254; 2263–2266 м. Общая мощность всех АПП типа “нефть” – 39 м.

Анализ литературных источников по этому региону показал, что залежи УВ прогнозируют в фундаменте и другие исследователи.

В частности, в статье [6] через структуры Белосарайская и Ударная представлен временной разрез изменения амплитуд отраженных волн. На основе интерпретации данных динамических параметров сейсмических волн (амплитуды отраженных волн) здесь прогнозируется наличие залежей УВ, в том числе в фундаменте.

В публикации [14] рассматриваемая часть Азовского моря интерпретируется как система надвигов. Здесь также прогнозируется наличие залежей нефти. Если принять позицию авторов публикации, то выделенную вертикальным сканированием зону нарушенных пород фундамента можно трактовать как зону скольжения надвига.

В целом, проведенные с использованием технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ экспериментальные исследования по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур Белосарайская и Ударная в северной части Азовского моря показали, что участки расположения этих структур перспективны на обнаружение залежей УВ в разрезе. Согласно оценке максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах, можно говорить о возможных скоплениях УВ в консолидированной части разреза.

Бурение скважины Белосарайская-1 (глубина порядка 1400 м) однозначно (и окончательно) не решило вопроса о перспективах обнаружения промышленных скоплений УВ в пределах структуры Белосарайская, так как раскрыты только осадочные отложения разреза.

Вертикальным сканированием разреза в районе пробуренной скважины подтверждена возможность обнаружения залежей УВ в нарушенной части консолидированного разреза.

В случае проведения описанных выше исследований до начала разработки проектов бурения поисковых скважин Белосарайская-1 и Ударная-1 вполне могло бы быть принято решение о целесообразности разбуривания перспективных интервалов консолидированной части разреза.

Шельф ЮАР. Во второй половине ноября 2014 г. авторам предложили провести исследования демонстрационного характера с использованием частотно-резонансного метода обработки и декодирования данных ДЗЗ на газовом месторождении F-O, расположенном на южном шельфе ЮАР в пределах лицензионного блока 9 (проект Ikwezi) (рис. 10).

Практический интерес авторов к этому региону в целом и к участку (месторождению) F-O в частности обусловлен тем обстоятельством, что месторождение находится на стадии промышленного освоения. Планируется бурение скважин (две уже пробурены) с горизонтальным окончанием ствола,

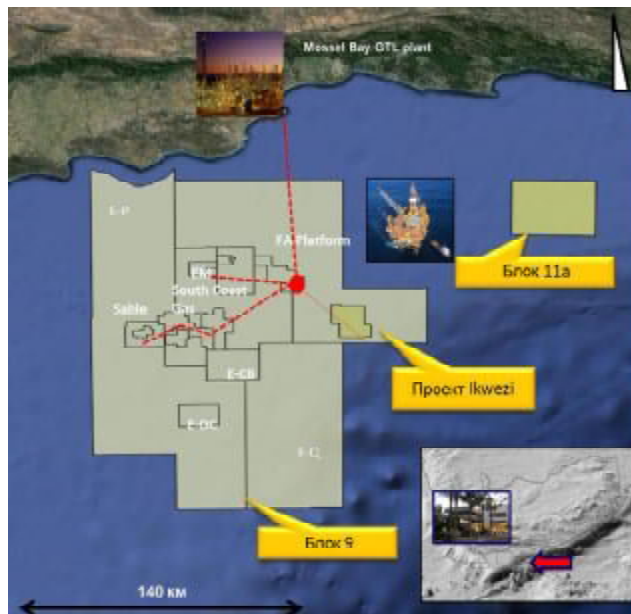


Рис. 10. Карта-схема расположения текущих проектов в пределах блока 9 на шельфе Южной Африки [24]. В настоящее время работы ведутся в рамках проекта Ikwezi (F-O Area). Порядка четырех скважин пробурено уже по проекту с вертикальной глубиной 3600 м и с горизонтальными участками до 1700 м в целевом горизонте. Скважины бурятся буровой платформой Transocean Marianas Rig

что позволит в ближайшее время оценить (проверить) прогнозные результаты бурением непосредственно. Полученные результаты обработки данных ДЗЗ в какой-то мере могут быть использованы при принятии окончательных решений о точках заложения новых скважин.

Отметим также, что в конце 2013 г. с использованием технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ авторы выполнили оценку перспектив нефтегазоносности двух крупных блоков на суше Южной Африки – в ЮАР и Намибии. В связи с этим появляется возможность сопоставить полученные результаты на шельфе с материалами аналогичных исследований рекогносцировочного характера на суше.

Часть необходимой для проведения исследований информации (в том числе координаты контура участка, а также пробуренных и проектных скважин) заимствованы из информационных материалов, представленных исполнителям Заказчиком. Положение лицензионного блока и участка обследования показано на рис. 10. Блок-схема освоения ресурсов в пределах блока 9, а также связи обнаруженных скоплений газа с платформой FA представлены на рис. 11. Дополнительные сведения о районе работ заимствованы впоследствии из презентации [27], а также документов на сайте [www.petrosa.co.za] компании-оператора лицензионного блока и сайте [24].

Согласно [27], основным коллектором на месторождении являются плотные песчаники, разбитые значительным количеством тектонических на-

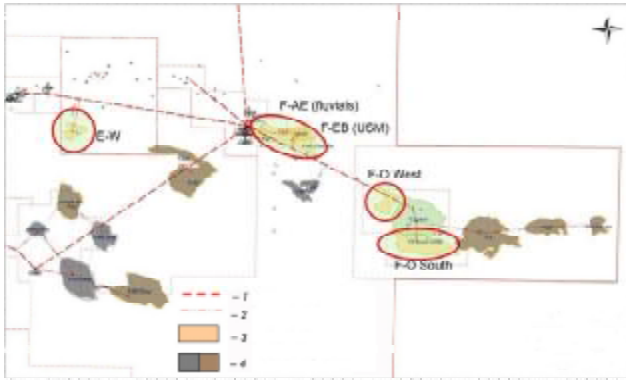


Рис. 11. Блок-схема освоения ресурсов в пределах блока 9, а также связи обнаруженных скопления газа с платформой FA [24]: 1 – линия трубопровода; 2 – линия проектируемого трубопровода; 3 – детально изученные структуры; 4 – слабо изученные структуры и перспективные объекты

рушений и залегающие ниже стратиграфического несогласия 1At1. В пределах месторождения F-O пробурены четыре скважины, две из которых классифицируются как газовые открытия с потенциально коммерческими притоками газа. Гетерогенный коллектор месторождения имеет низкую пористость (2–18 %) и низкую проницаемость (< 0,1 до 10 мД). Коллектор содержит также “хорошие” пропластки, проницаемостью до 250 мД. Месторождение расположено в пределах достаточно уверенно выделенного поднятия на уровне регионального стратиграфического несогласия 1At1.

Для обработки данных ДЗЗ был подготовлен спутниковый снимок участка исследований в масштабе 1 : 80 000. Площадь показанного на нем лицензионного участка – 275, обработанного спутникового снимка – 510 км².

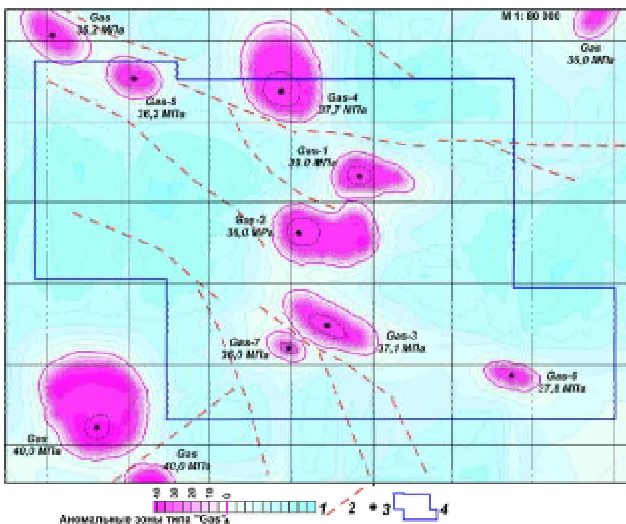


Рис. 12. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “Gas” в пределах участка F-O на шельфе ЮАР (по результатам частотно-резонансного анализа спутникового снимка). Масштаб обработки 1 : 80 000: 1 – шкала значений комплексного параметра пластового давления, МПа; 2 – тектоническое нарушение по результатам обработки спутниковых данных; 3 – центральная точка аномальной зоны; 4 – контур блока F-O

Результаты исследований. Результаты частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ участка обследования в графическом виде (карты аномальных зон) представлены на рис. 12. На рис. 13 они показаны на детальной структурной карте района работ [24]. Обнаруженные аномальные зоны нанесены также на спутниковый снимок вместе с положением пробуренных и проектных скважин (в статье не приводится). Анализ материалов обработки спутникового снимка участка позволяет резюмировать следующее.

1. Всего в пределах обследованной площади на резонансных частотах газа обнаружено и закартировано 13 аномальных зон типа “Gas”: 7 – в пределах блока F-O; 4 – за его пределами. Две аномальные зоны полностью не околонтурены (рис. 12, 13). Самая крупная по площади аномалия расположена за пределами блока F-O (в левом нижнем углу участка обследования).
2. Поскольку использованный частотно-резонансный метод обработки и интерпретации данных ДЗЗ базируется на принципах “вещественной” парадигмы геофизических исследований [12], выделенные аномальные зоны типа “Gas” можно считать приближенными проекциями на земную поверхность контуров газовых скоплений во всем интервале разреза. Другими словами, в результате (оперативно!) проведенных исследований получена новая (дополнительная) информация о нефтегазовом потенциале обследуемого участка с “прямыми признаками нефтегазоносности”.
3. В процессе проведения обработки спутникового снимка на резонансных частотах нефти

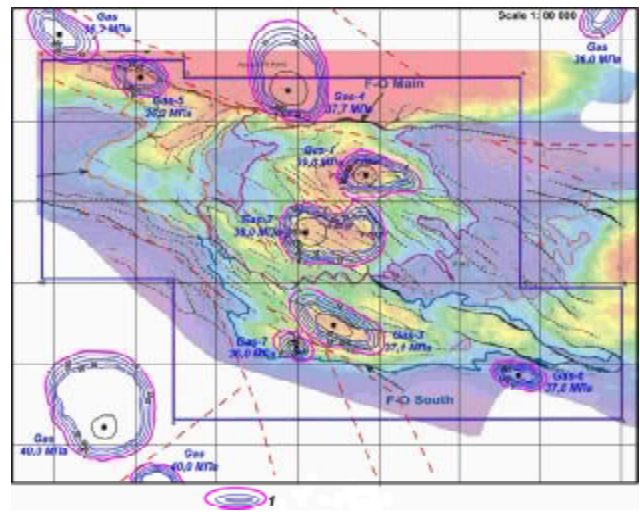


Рис. 13. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “Gas” в пределах участка F-O на шельфе ЮАР на структурной карте [24] участка исследований (по результатам частотно-резонансного анализа спутникового снимка). Масштаб обработки 1 : 80 000: 1 – изолинии значений комплексного параметра пластового давления, МПа. Остальные условные обозначения см. на рис. 12

фиксируются очень слабые аномальные отклики. Попытки зафиксировать аномальные эффекты на резонансных частотах серы также не дали положительного результата. (Достаточно часто в нефти содержится сера. Поэтому при обработке данных ДЗЗ дополнительно выполняется регистрация эффектов на резонансных частотах серы с целью повышения информативности обработки.) В связи с этим аномальные зоны типа "Oil" на обследованном участке не выделены.

4. Площади отдельных аномальных зон (в км²) по изолиниям 0 и 25 МПа соответственно следующие: Gas-1 – 4,88; 2,61; Gas-2 – 9,39; 6,08; Gas-3 – 6,41; 3,05; Gas-4 – 11,22; 6,89; Gas-5 – 3,17; 1,47; Gas-6 – 2,12; 0,9; Gas-7 – 1,48; 0,38; Gas (левый верхний угол) – 4,56; 1,93; Gas (правый верхний угол) – 1,74; 0,73; Gas (левый нижний угол) – 16,25; 11,34; Gas (слева внизу) – 1,37; 0,7.

Общая площадь всех обнаруженных аномалий по изолинии 0 МПа составляет 62,59, по изолинии 25 МПа – 36,08 км². По отношению к площади обследованного участка (510 км²) это составляет 12,27 и 7,07 % соответственно.

Такие значения процентного отношения общей площади аномалий к площади обследованного участка следует считать относительно высокими.

5. Учитывая небольшие размеры обнаруженных аномалий, можно констатировать, что использованный для обработки масштаб снимка 1 : 80 000 является мелким. Можно допустить, что в этом масштабе обнаружено всего 75–80 % аномальных зон – небольшие по площади аномалии пропущены (не зафиксированы).

Для данного района на рекогносцировочном этапе исследований обработку данных ДЗЗ целесообразно проводить в масштабе 1 : 25 000–1 : 30 000.

6. Оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах изменяются от 36 до 40 МПа. Максимальные значения параметра зафиксированы в юго-западной части участка обследования. Можно допустить, что в этой части глубины залегания продуктивных горизонтов увеличены.

Основные выводы.

1. В пределах обследованного участка F-O обнаружены и закартированы аномальные зоны типа "залежь газа" различного размера и интенсивности. Параметры многих аномальных зон (площади и оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах) позволяют классифицировать их как перспективные объекты, вероятность получе-

ния промышленных (коммерческих) притоков газа из которых очень высокая.

2. Обнаруженные аномальные зоны следует считать локальными участками для первоочередного детального изучения геофизическими методами и разбуривания. Их, по сути, можно считать зонами "Sweet spots" в плотных песчаниках [27].

3. Начало освоения газоносного участка F-O с обнаруженных аномальных зон позволит в целом оптимизировать расположение эксплуатационных скважин и существенно уменьшить (сократить) вредное воздействие (экологическую нагрузку) на окружающую среду.

Возможные дополнительные исследования.

Данные ДЗЗ на участках обнаруженных и закартированных аномалий могут быть обработаны в более крупном (детализационном) масштабе. Это позволит уточнить контуры обнаруженных аномалий и закартировать пропущенные перспективные объекты небольших размеров.

В пределах обнаруженных аномальных зон с использованием технологии вертикального сканирования данных ДЗЗ могут быть оценены (приближенно) глубины и мощности АПП типа "газ".

Обнаруженные и закартированные аномальные зоны могут быть детализированы геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ с борта судна [12, 20]. При этом применение метода ВЭРЗ дает возможность оценить глубины залегания и мощности продуктивных горизонтов. Зондирование по площади позволяет рассчитать площади распространения продуктивных горизонтов, их объемы, а также оценить приближенно потенциальные ресурсы газа в пределах отдельных аномальных зон. Результаты геоэлектрических исследований по точности и детальности превосходят результаты обработки данных ДЗЗ.

Юго-восточный шельф Фолклендских островов.

Научный и практический интерес авторов к этому региону обусловлен участием в 2012 г. в сезонных работах 17-й Украинской антарктической экспедиции (УАЭ), во время которых проводились исследования на восточном шельфе Фолклендских островов [25]. При подготовке к сезонным работам экспедиции были обработаны данные ДЗЗ района расположения островов рекогносцировочного характера с целью исследования возможности обнаружения и картирования аномалий типа "залежь УВ" ("залежь нефти", "залежь газа", "залежь газоконденсата") в этом регионе.

После возвращения экспедиции в Украину в печати появилась информация о результатах бурения скважины на участке Darwin, в которой был обнаружен газоконденсат. Это обстоятельство и обусловило целесообразность оценки перспектив нефтегазоносности участка расположения скважин

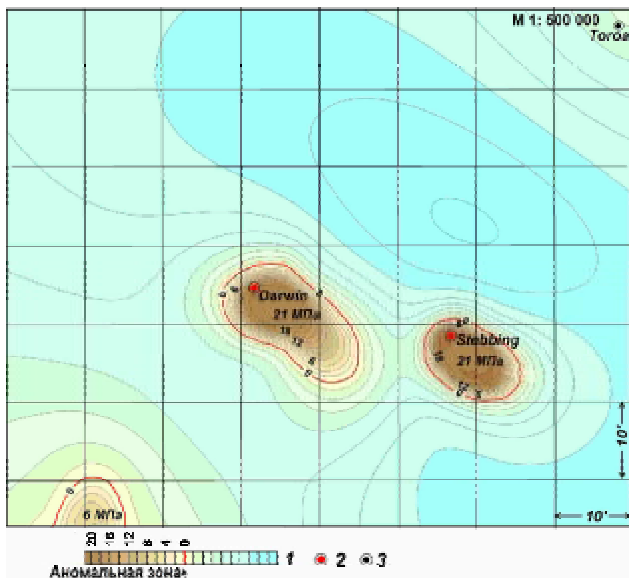


Рис. 14. Карта аномальных зон типа “залежь УВ” в районе южных лицензионных площадей Фолклендских островов (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – положение скважин на участках Darwin и Stebbing; 3 – пустая скважина Togo

в этом регионе частотно-резонансным методом обработки спутниковых снимков.

Для обработки и интерпретации был использован спутниковый снимок участка обследования из доступных источников в масштабе 1 : 500 000, а также сведения из публикаций о положении скважин Darwin, Stebbing и Togo (пробурена в 2010 г., оказалась сухой) на относительно небольшом участке Южно-Фолклендского шельфа. В результате декодирования данных ДЗЗ на участке обследо-

вания были выделены три аномальные зоны, в контуры двух из которых попадают скважины Darwin и Stebbing, а третья (в западной части площади) полностью не оконтурена (рис. 14).

Площади обнаруженных аномалий (в км²) по изолиниям 0 и 20 МПа следующие: район скважины Darwin – 323, 63; район скважины Stebbing – 182, 72.

Согласно результатам обработки, оценка максимальных значений пластового давления в коллекторах не превышает 21 МПа. На резонансных частотах газа при более высоких давлениях аномальные эффекты не проявились. Это обстоятельство позволило авторам сделать вывод, что с установленного скважиной Darwin коллектора в интервале 4633–4681 м вероятность получения промышленных притоков УВ очень низкая [25].

К концу 2012 г. в рассматриваемом регионе были пробурены еще три скважины – Stebbing, Loligo и Scotia. Их положение показано на рис. 15. Коммерческие притоки УВ в них также не получены. В описаниях результатов бурения скважин Darwin, Stebbing, Loligo и Scotia отмечается, что коллекторы во всех скважинах представлены переслаиванием песчаников, сланцев и глин, указывается также на их плохое качество и слабую проницаемость. Этими факторами, вероятно, обусловлены относительно невысокие значения пластового давления, полученные в результате обработки данных ДЗЗ на участках Darwin и Stebbing (см. рис. 14).

Во второй половине 2014 г. на сайте компании Falkland Oil and Gas Limited (FOGL) [www.fogl.com/] в презентациях и отдельных до-

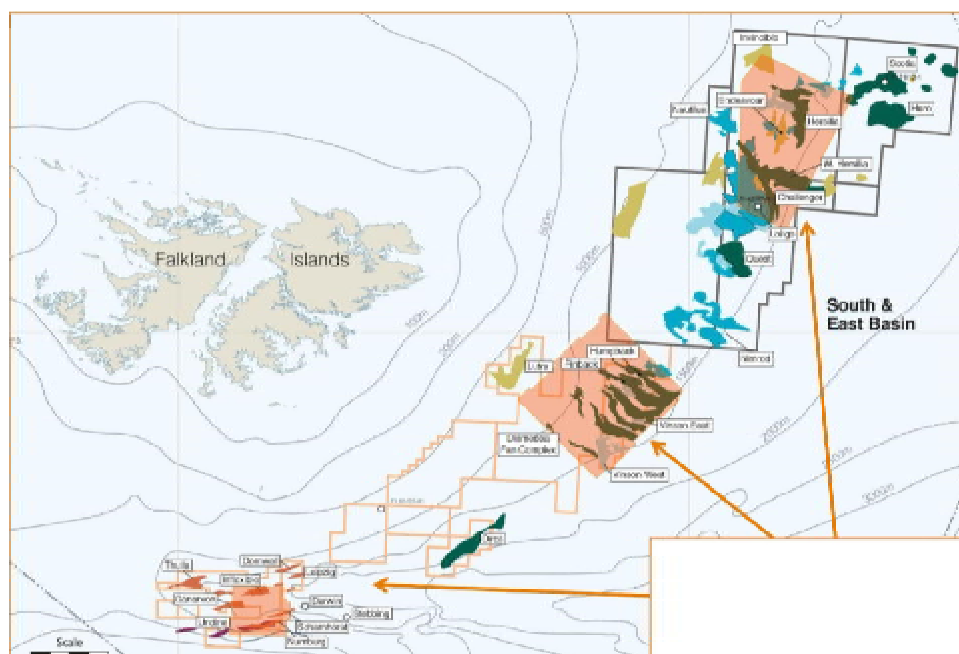


Рис. 15. Схема расположения лицензионных участков, пробуренных скважин и обнаруженных структур на юго-восточном шельфе Фолклендских островов [www.fogl.com/]. Стрелками показаны участки проведения сейсмических исследований 3D общей площадью свыше 12 000 км² (завершены в феврале 2014 г.)

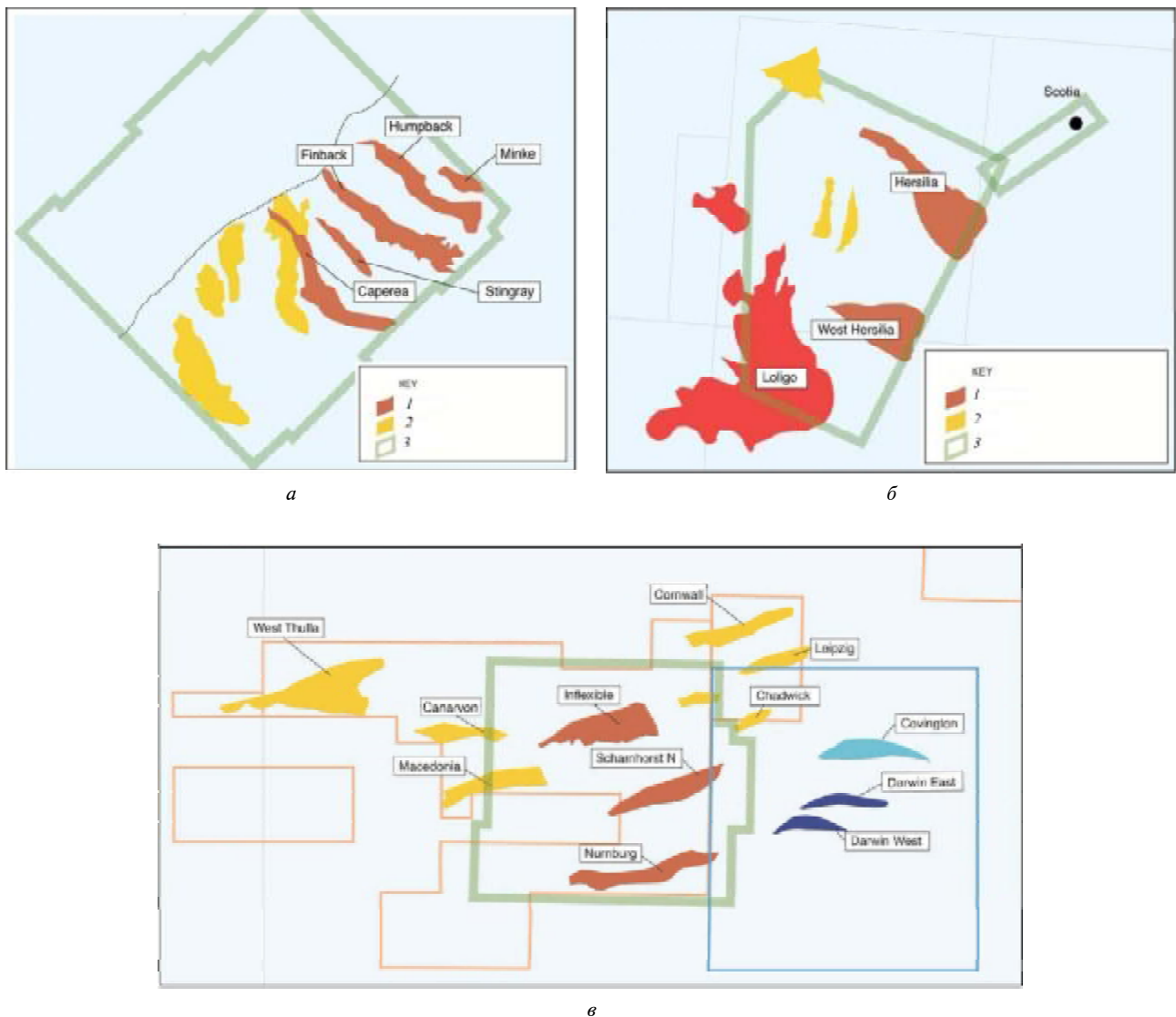


Рис. 16. Карты-схемы перспективных структур, выделенных при проведении детальных сейсмических исследований [www.fogl.com/fogl/uploads/companypresentations/Investor_presentation_February_2015.pdf]. Участки: а – центральный, б – северо-восточный, в – юго-западный; 1 – перспективные структуры, 2 – структуры, 3 – участки 3D сейсмических работ

кументах появилась информация о проведенных 3D сейсмических исследованиях в этом регионе в 2013–2014 гг. Положение трех участков проведения детальных сейсмических работ общей площадью свыше 12 000 км² на юго-восточном шельфе Фолклендских островов показано на рис. 15. На рис. 16 в более крупном масштабе приведены карты-схемы перспективных структур.

В 2015 г. на шельфе Фолклендских островов запланировано бурение еще пяти скважин: трех – на северном участке шельфа, двух – на юго-восточном. Точки бурения двух скважин на юго-восточном шельфе островов будут установлены по результатам интерпретации сейсмических материалов. Отметим также, что при выборе точек заложения скважин по сейсмическим и другим геолого-геофизическим данным предпочтение будет отдаваться тем участкам и структурам, в которых вероятность обнаружения нефтяных залежей будет максимальной.

В целом, результаты использования в 2012 г. метода частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ в районе Фолклендских островов и их сопоставление с данными бурения скважин в этом районе показали, что указанная технология может использоваться для оперативного рекогносцировочного обследования удаленных и труднодоступных участков и площадей с целью оценки перспектив их региональной и локальной нефтегазоносности.

Представленные выше результаты в достаточной степени убедительно свидетельствуют также о том, что мобильный метод декодирования и интерпретации спутниковых снимков целесообразно использовать для уменьшения рисков бурения сухих скважин на шельфе Фолклендских островов. Так, показанные на рис. 15 лицензионные участки и блоки, а также отдельные локальные структуры на рис. 16 могут быть оперативно, в сжатые сроки опоискованы с помощью этой технологии с

целью выделения локальных объектов для проведения детальных поисковых работ и выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин.

Обсуждение результатов.

1. Акцентируем внимание на том, что все вопросы и проблемы, которые рассматриваются и анализируются в аналогичных разделах других статей авторов (в том числе в [10–13]), в полной мере актуальны и для представленной статьи. В частности, в упомянутых разделах статей [10–13] обсуждаются: глубинно-фильтрационная модель нефтегазообразования и нефтегазонакопления [2, 4, 9, 19]; возможность привлечения “геосолитонной” концепции образования УВ [3] для объяснения характера и особенностей картируемых аномалий типа “залежь”; предлагаемые в публикациях [7, 9] рекомендации по проведению поисковых работ на нефть и газ; целесообразность использования для выбора мест заложения поисковых и разведочных скважин дополнительной и независимой информации, и др.

2. Приведенные в начале статьи “неутешительные” результаты бурения на шельфе в некоторых районах Мирового океана вынудили нефтяные компании более активно использовать в поисковом процессе дополнительно к сейсмическому и электромагнитным методам геофизических исследований, технологию CSEM [21, 22] в частности. В статье [22] наиболее полно сформулированы те принципиальные возможности (преимущества), которые предоставляют дополнительно к сейсмическим материалам результаты электромагнитных исследований. В частности, в выводах к статье авторы констатируют следующее [22, с. 110]: “Хотя история изучения углеводородного потенциала Баренцева моря на сегодняшний день не может считаться успешной, появление CSEM данных в качестве дополнительных материалов к результатам сейсмических работ дает повод для оптимизма, тем более что имеются крупные неисследованные районы (площадью до 100 000 км²).

Накопление значительного объема многокомпонентных 3D CSEM данных, позволяющего осуществить их калибровку на более чем 20 скважинах – некоторые пробурены до, а некоторые после проведения CSEM-исследований – дает основания констатировать, что для всех скважин по данным CSEM точно предсказаны конечные результаты бурения. Эти важные материалы (сведения) могут, в свою очередь, использоваться для понижения рисков разбуривания новых перспективных структур (объектов).

Относительно оптимизации поисков использование карт CSEM-аномалий позволяет также сделать проведение исследований (поисковых работ) более эффективным путем ограничения пло-

щадей (участков) поисков и разведки и фокусировки внимания (проведения детальных работ) в пределах аномальных зон. На этапе подачи заявок на лицензии эти материалы будут содействовать заявителям в принятии более эффективных (взвешенных) решений.

Основываясь на этих достаточно представительных на сегодня материалах в Баренцевом море, данные CSEM-исследований – при их интерпретации совместно с другой – геофизической и геологической информацией – могут иметь решающее значение при принятии взвешенных (оптимальных) решений, а именно: где и когда бурить и где не бурить; оформлять заявку на лицензию или нет; какие рейтинговые оценки присвоить перспективным структурам; где закладывать скважины; принять участие в новом, конкретном проекте или выйти из проекта, который уже реализуется”.

Перечисленные выше дополнительные возможности, которые предоставляют материалы электромагнитных исследований, в полной мере соответствуют спросу на проведение таких исследований на шельфе. Авторам остается только добавить к изложенному, что прямопоисковые мобильные технологии (в том числе метод частотно-резонансной обработки данных Д33) также могут способствовать оптимизации и ускорению нефтегазопроискового процесса на шельфе. Единственное их отличие от технологии электромагнитных исследований – временные и материальные затраты на проведение исследований с их помощью существенно меньше (на порядки) затрат на проведение электромагнитных работ в морских акваториях.

3. Еще раз обратим внимание на статью [18, с. 7], авторы которой констатируют следующее: “Анализ результатов нового этапа бурения позволяет сделать два принципиальных вывода, которые невозможно опровергнуть, даже если сильно захотеть. Первый: коэффициент успешности бурения близок к нулю. В лучшем случае он будет 0,1, если скв. Домино-1 будет признана годной к эксплуатации. А ведь бурению предшествовали 2D и 3D сейсмическая разведка МОГТ современной аппаратурой и суперизолированная технология обработки результатов наблюдений на мощных компьютерных системах. Второй вывод сводится к следующему. Все скважины задавались в рамках безальтернативно господствующей органической доктрины происхождения нефти и газа... Поисково-разведочные работы были направлены не на открытие месторождений углеводородов, а на сейсмическое картирование структур заранее принятой конфигурации (как правило, антиклинальной), в которых, по убеждению планировщиков, обязательно будут их залежи. Действительно, после бурения подготов-

ленных структур скважины были ликвидированы из-за непромышленных запасов газа в коллекторах, которые должны быть сложены терригенными или карбонатными отложениями с определенными физическими свойствами или из-за их отсутствия в скважине. Такой подход является краеугольным камнем биогенной концепции происхождения углеводородов. В ее рамках подобная ситуация автоматически переводит участок в ранг бесперспективного объекта для их разведки.

На северо-западном шельфе Украины пробурено 90 скважин почти за 45 лет (1962–2005) разведки, где установлено только пять мелких и три средних газовых и газоконденсатных месторождений с прогнозным суммарным запасом 59,5 млрд куб. м газа и 3 млн т конденсата..., что составляет 1,1 объема потребленного Украиной газа в 2012 г. Следует напомнить, что по нынешним меркам применяемые тогда сейсмическая аппаратура и способы обработки являются архаичными, чем, между прочим, в прошлом веке объясняли низкую эффективность поисков нефти и газа на украинском шельфе. Иными словами, аппаратно-программный комплекс не играет никакой роли в существенном повышении эффективности нефтегазоразведки в морской акватории Черного моря. При этом выявление антиклинальных структур, на что направлены все усилия, создает иллюзию грядущего успеха”.

Авторы в полной мере разделяют данную выше оценку эффективности нефтепоискового процесса в Черном море. Представленные в статье некоторые сведения по другим регионам очень близки к описанным.

4. На целесообразности привлечения для выбора мест заложения поисковых и разведочных скважин дополнительной и независимой информации акцентируют внимание и другие исследователи. Так, в статье [7, с. 3] констатируется, что “ведение поисковых работ на юге Западной Сибири (на юге Тюменской области) показало несостоятельность правила структурного (антиклинального) размещения скважин, что указывает на необходимость смены стратегии и методических подходов в организации здесь нефтегазопоискового процесса (и не только здесь)”.

5. Выше, в пункте 2, авторы статьи [18] указывают на господство органической доктрины происхождения УВ. В связи с этим отметим, что материалы публикуемой статьи, а также результаты поисковых работ авторов [10–13] укладываются в представления исследователей [2–4, 9, 19], которые стоят на позициях глубинного (эндогенного) генезиса нефти и газа. Описанные выше, а также обнаруженные и закартированные мобильными геофизическими методами в различных регионах мира многочисленные аномальные

зоны типа “залежь УВ” позволяют нам вполне обоснованно говорить о возможности их формирования исключительно за счет вертикальной миграции флюидов.

6. Сопоставление материалов обработки данных ДЗЗ в Карском море и на шельфе ЮАР показывает следующее:

- а) обнаруженные отдельные аномальные зоны в Карском море по площади существенно больше аномальных зон на шельфе ЮАР;
- б) однако суммарные площади аномальных зон в процентном отношении (к площади обследованных участков) на шельфе ЮАР и в Карском море сопоставимы (достаточно близки);
- в) в количественном отношении аномальных зон в Карском море меньше, что может быть следствием относительно мелкого масштаба обработки данных ДЗЗ; вместе с тем при увеличении масштаба обработки крупные аномальные зоны могут распасться на более мелкие фрагменты;
- г) обратим внимание на то обстоятельство, что над крупной структурой Университетская в Карском море обнаружено и закартировано несколько аномальных зон, суммарная площадь которых существенно меньше площади самой структуры (1200 км²); в принципе, такая ситуация наблюдается в подавляющем большинстве случаев; следовательно, оценки ресурсов УВ в пределах структуры Университетская по результатам бурения только одной скважины и с использованием структурного подхода (принципа) будут существенно завышенными;
- д) материальные и финансовые затраты на освоение ресурсов УВ на арктическом шельфе значительно выше по сравнению с затратами за пределами Арктического региона.

7. Обратим внимание на следующие статистические данные [5, с. 66]: “В целях оценки значимости каналов фильтрации в общем отборе нефти в условиях Западной Сибири были составлены графики распределения накопленных отборов нефти по скважинам по результатам разработки в наилучших поровых коллекторах (Самотлорское месторождение) и трещинно-кавернозных коллекторах баженовской свиты (Салымское месторождение). Оба приводимых примера обеспечены большим объемом данных, в обоих случаях 40-летний период разработки, 6,5 тыс. и 80 скважин соответственно. Несмотря на существенные различия в генезисе и ФЕС (фильтрационно-емкостных свойствах) коллекторов в приводимых примерах основная добыча осуществляется 20 % скважин”.

В связи с изложенным у авторов имеется значительный объем фактического материала, который позволяет предположить, что максимальные объемы накопленной добычи нефти и газа могут быть получены в скважинах, заложенных на уча-

стках аномалий с максимальными значениями пластового давления.

8. Выше уже отмечалось, что по отношению к площади обследованного участка (510 км²) на шельфе ЮАР суммарные площади обнаруженных аномальных зон составляют 12,27 и 7,07 % по изолиниям 0 и 25 МПа соответственно. Для сопоставления приведем такие же сведения по двум другим обследованным участкам на юге Африканского континента.

Обработка данных ДЗЗ рекогносцировочного характера проводилась на юге Африке в еще более мелком масштабе – 1 : 200 000. Так, площадь обработанного в этом регионе мира первого участка в Намибии равна 22 700 км². В его пределах обнаружена и закартирована 41 аномальная зона типа “залежь УВ”, максимальные значения пластового давления в коллекторах в пределах обнаруженных аномалий варьируют от 1 до 38 МПа. Суммарная площадь всех аномальных зон по изолинии 0 МПа равна 2866,9 км², по изолинии 20 МПа – 1777,8 км². По отношению к общей площади участка обследования это составляет 12,63 и 7,83 %.

Площадь второго отработанного участка в ЮАР (Лимпопо) равна 6200 км². Здесь закартирована 51 аномальная зона типа “залежь УВ”, максимальные значения пластового давления в пределах участка изменяются от 1 до 31 МПа. Количество обнаруженных здесь аномальных зон больше, чем на обследованной площади в Намибии, поскольку относительно небольшой фрагмент в центре этого участка обследован в более крупном масштабе – 1 : 50 000. В его пределах обнаружено и закартировано значительное количество мелких аномальных зон, которые пропущены на участках обработки данных ДЗЗ в масштабе 1 : 200 000. Суммарная площадь всех аномалий по изолинии 0 МПа равна 797,7 км², по изолинии 20 МПа – 211,14 км² (всего 20 аномалий). По отношению к общей площади блока это составляет 13,25 и 3,51 %.

Приведенные цифры позволяют констатировать следующее:

- а) отношение суммарной площади аномальных зон по изолинии 0 МПа к площади обследованных блоков примерно равное для всех трех обследованных участков в Южной Африке;
- б) с учетом того что обработка данных ДЗЗ в Намибии и на участке Лимпопо в ЮАР проводилась в мелком масштабе (1 : 200 000), в случае проведения таковой в масштабе 1 : 80 000 этот показатель на обработанных блоках на суше может в некоторой степени увеличиться;
- в) освоение углеводородных ресурсов на шельфе требует существенно больше времени, а также материальных и финансовых средств по сравнению с их разработкой на суше;

г) учитывая наличие перспективных объектов (аномальных зон типа “залежь УВ”) на суше Южной Африки, целесообразно больше внимания уделять геолого-геофизическим исследованиям с целью поисков и разработки скопленений УВ на суше континента.

9. Обратимся к рис. 13, на котором закартированные аномальные зоны на шельфе ЮАР показаны на структурной карте участка F-O. Из рисунка следует, что по результатам обработки сейсмических материалов 3D в пределах участка выделено только три структуры – F-O-West (показана черной стрелкой в западной части рисунка), F-O-Field (центральная) и F-O-South. Закартированных аномальных зон здесь существенно больше. При этом некоторые из них (в том числе самая крупная) расположены и за пределами выделенных сейсморазведкой структур. Ситуация здесь такая же, как и на шельфе Карского моря. Следовательно, результаты обработки данных ДЗЗ целесообразно использовать в качестве дополнительной информации к сейсмическим (и другим геолого-геофизическим) материалам. Прямое их сопоставление (противопоставление) тут, в принципе, некорректно!

10. Отмеченное выше обстоятельство указывает на то, что обработка в рекогносцировочном режиме данных ДЗЗ в пределах изучаемых участков и блоков до проведения сейсмических работ в дальнейшем позволит более детально и полностью обследовать все перспективные объекты, в том числе расположенные рядом или за пределами известных структур.

11. В статье [27] отмечено, что основными коллекторами на месторождении F-O являются плотные песчаники с низкой пористостью и проницаемостью. В связи с этим на месторождении уже пробурены две скважины с горизонтальным окончанием стволов. В горизонтальных стволах намечается также проведение гидроразрывов пласта. В статье также указывается, что в гетерогенном коллекторе имеются отдельные пропластки с относительно повышенной проницаемостью (пористостью) коллектора. Естественно, попадание горизонтального ствола в такие пропластки позволит существенно повысить притоки газа. Поэтому есть основания для предположения, что такие участки (повышенной пористости и проницаемости) могут быть выделены (в первом приближении) при обработке данных ДЗЗ в крупном масштабе (1 : 20 000–1 : 15 000 и крупнее) зонами повышенных значений комплексного параметра максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах. Значения этого параметра зависят от многих факторов, в том числе от пористости коллектора.

12. Выше отмечалось, что в результате бурения скважин на шельфе Фолклендских островов в раз-

резу региона установлены слабопроницаемые коллекторы, представленные переслаиванием песчаников, сланцев и глин. Было предположено, что этим обстоятельством могут быть обусловлены относительно невысокие значения пластового давления флюидов в пределах зафиксированных аномальных зон типа “залежь газа”. Проведенные в 2014 г. исследования [13] в районах распространения сланцев в определенной степени подтвердили данное предположение, а также показали, что технология обработки и интерпретации данных ДЗЗ может быть использована для обнаружения и картирования зон “Sweet Spots” при поисках и разведке скоплений газа в слабопроницаемых (в том числе в сланцевых) породах.

13. Результаты работ на шельфе ЮАР свидетельствуют о целесообразности проведения в пределах всего лицензионного блока 9, а также расположенного недалеко от него блока 11а (см. рис. 10) обработки данных ДЗЗ рекогносцировочного характера – в масштабах 1 : 80 000–1 : 120 000. Это позволит оперативно обнаружить и закартировать относительно крупные перспективные на УВ объекты (аномальные зоны), в том числе за пределами уже обнаруженных структур. В дальнейшем все (или наиболее крупные) выявленные аномальные зоны и известные структуры могут быть обследованы путем обработки и декодирования данных ДЗЗ в детализационном режиме. Масштаб обработки спутниковых снимков в этом режиме – 1 : 20 000–1 : 50 000.

Заключение. Приведенные в статье результаты, а также многие материалы ранее проведенных авторами исследований в других регионах [10–13, 25, 26] позволяют констатировать, что мобильная и оперативная технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ может быть использована как для рекогносцировочного обследования крупных и труднодоступных регионов (шельфа и суши), так и для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных традиционными геофизическими методами и рекомендованных для разбуривания перспективных объектов и структур.

Можно также констатировать, что оперативно проведенные экспериментальные исследования в пределах поисковых участков в различных регионах земного шара внесли для авторов определенную ясность в понимание проблемы поисков, изучения и разработки промышленных скоплений УВ на шельфе.

При изучении и оценке перспектив нефтегазоносности областей (участков, блоков) распространения традиционных и нетрадиционных коллекторов целесообразно исследовать весь доступный для разбуривания разрез. Скопления УВ (в том числе в промышленных объемах) могут также быть расположены (и обнаружены) как

выше, так и ниже известных (установленных) целевых горизонтов (в кристаллическом фундаменте в том числе).

Полученные результаты исследований (в основном рекогносцировочного характера) дают возможность более адекватно оценить ресурсы углеводородов (газа, нефти) в пределах обследованных участков.

“Прямые” методы поисков и разведки полезных ископаемых (в том числе нефти и газа), разработанные на принципах “вещественной” парадигмы геофизических исследований, могут способствовать значительному ускорению процесса освоения в различных регионах мира (в том числе на шельфе) углеводородных ресурсов в породах-коллекторах традиционного и нетрадиционного типов.

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 дает возможность 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. Целенаправленное применение технологии при поисках и разведке скоплений УВ позволит ускорить и оптимизировать геолого-разведочный процесс.

В целом, результаты исследований в Карском море, а также на шельфе ЮАР и Фолклендских островов еще раз указывают на практическую целесообразность применения технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ в комплексе с традиционными геофизическими методами (сейсмическими, электромагнитными и др.) при проведении поисковых работ на нефть и газ на шельфе. Они также свидетельствуют о принципиальной возможности комплексирования дистанционных, сейсмических и геоэлектрических методов при поисках и разведке скоплений углеводородов в акваториях, важность реализации которой не вызывает сомнений. Технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет уникальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме в пределах удаленных и слабоизученных регионов на шельфе (в том числе Арктическом и Антарктическом) все наиболее перспективные участки на обнаружение гигантских и уникальных месторождений углеводородов. Это может существенно ускорить освоение нефтегазового потенциала указанных регионов.

1. *Арктические моря России* [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/arctic_seas/ (дата обращения 10.12.2014).
2. *Багдасарова М.В.* Дегазация Земли – глобальный процесс, формирующий флюидогенные полезные ископаемые (в том числе месторождения нефти и газа) [Электронный ресурс] / М.В. Багдасарова / 3-е Кудрявцевские чтения. Материалы Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. – Москва, ЦГЭ, 2014. – 22 с. Режим доступа: URL: http://conference.deerpoil.ru/images/stories/docs/3KR/3KR_Theses/Bagdasarova_Theses.pdf (дата обращения 10.12.2014).
3. *Бембель Р.М.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
4. *Валяев Б.М.* Природа и особенности пространственного распространения нетрадиционных ресурсов углеводородов и их скоплений / Б.М. Валяев // Газовая промышленность. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – (Приложение к журналу). – 2012. – С. 9–16.
5. *Глухманчук Е.Д.* Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей / Е.Д. Глухманчук, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский // Недропользование XXI век. – 2014. – № 3. – С. 64–67.
6. *Есипович С.М.* К оценке перспектив нефтегазоносности некоторых участков Азовского моря / С.М. Есипович, С.Г. Семёнова, О.И. Семенец // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. – № 3. – С. 20–27.
7. *Карпов В.А.* Состояние и перспективы развития нефтегазопромысловых работ в Западной Сибири / В.А. Карпов // Геология нефти и газа. – 2012. – № 3. – С. 26.
8. *Ковалев Н.И.* Опыт практического использования аппаратуры комплекса “Поиск” для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений / Н.И. Ковалев, В.А. Гох, П.Н. Ивашенко, С.В. Солдатов // Геоинформатика. – 2010. – № 4. – С. 46–51.
9. *Кусов Б.Р.* Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (от метана до алмаза): Монография. Издание второе, дополненное / Б.Р. Кусов. – Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2011. – 195 с.
10. *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.
11. *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.
12. *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.
13. *Левашов С.П.* Мобильные геофизические технологии: экспериментальное изучение возможности применения для поисков скоплений углеводородов в районах распространения сланцев в Восточной Европе / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа // Геоинформатика. – 2014. – № 4 (52). – С. 5–29.
14. *Попков В.И.* Новый региональный нефтегазоперспективный объект Скифской плиты / В.И. Попков, И.В. Попков, И.Н. Деметьева // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2 (41). – С. 111–114.
15. *Рачинский М.З.* Южно-Каспийский бассейн: геологические аспекты перспектив, оценка углеводородного потенциала, стратегия поисков месторождений нефти и газа / М.З. Рачинский // Геофизика XXI столетия: 2007 год. Сборник трудов Девярых геофизических чтений имени В.В. Федынского (Москва, 1–3 марта 2007 г.). – Тверь: ООО “Изд-во ГЕРС”, 2008. – С. 282–304.
16. *Роснефть* открыла новое месторождение в Карском море [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.rostecmagazine.com/ru-blog/exxonmobil/> (дата обращения 12.12.2014).
17. *Ростовцев В.В.* К большой нефти России / В.В. Ростовцев, В.В. Лайнвебер, В.Н. Ростовцев // Геоматика. – 2011. – № 1. – С. 60–62.
18. *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.
19. *Тимурзиев А.И.* Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем // А.И. Тимурзиев // Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C–H–N–O–S систем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинной нефти // 2-е Кудрявцевские чтения. Материалы Всерос. конф. по глубинному генезису нефти. – М.: ЦГЭ, 2013. – С. 333–379.
20. *Шуман В.Н.* Радиоволновые зондирующие системы: элементы теории, состояние и перспектива / В.Н. Шуман, С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Геоинформатика. – 2008. – № 2. – С. 22–50.
21. *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, issue 1. – P. 63–71.
22. *Fanavoll S.* The impact of CSEM on exploration decisions and seismic: two case studies from the Barents Sea / S. Fanavoll, P.T. Gabrielsen, S. Ellingsrud // First Break. – 2014. – V. 32, issue 11. – P. 105–110.
23. *Hodgson Neil.* Derisking deep-water Namibia / N. Hodgson, A. Intawong // First Break. – 2013. – V. 31, issue 12. – P. 91–96.
24. *[Electronic resource]* // Mode of access. – 2014. – <https://africaenviro.worleyparsons.com/PetroSA%20Hydraulic%20Fracturing%20EIA/Forms/AllItems.aspx> (accessed: 15.12.2014).
25. *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, 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> (accessed: 15.12.2014).
26. *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> (accessed: 15.12.2014).
 27. *Mudaly Kathleen.* F-O Gas Field, Offshore South Africa – From Integrated Approach to Field Development / Kathleen Mudaly, Jim R. Turner, Florangel Escorcía and Roger Higgs / [Electronic resource] // Mode of access. – 2009. – Search and Discovery Article #20070 (2009) (accessed: 15.12.2014).
 28. *Norway* looks forward to continuing offshore fortunes // First Break. – 2013. – V. 31, issue 2. – P. 25–26.
 29. *Poor* exploration results could blight UK's offshore progress, Wood Mackenzie report suggests // First Break. – 2013. – V. 31, issue 2. – P. 28.
 30. *Wrigley R.* Ireland Atlantic Margin: a new era in a frontier basin / R. Wrigley, A. Intawong and K. Rodriguez // First Break. – 2014. – V. 32, issue 12. – P. 95–100.

ОПЕРАТИВНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ У МЕЖАХ ПОШУКОВИХ ПЛОЩ І ОКРЕМИХ СТРУКТУР НА ШЕЛЬФІ МЕТОДОМ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЇ ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ДЗЗ

С.П. Левашов^{1,2}, М.А. Якимчук^{1,2}, І.М. Корчагин³, 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, просп. Акад. Палладіна, 32, Київ 03680, Україна, e-mail: korchagin@karbon.com.ua*

Проаналізовано результати застосування методу частотно-резонансної обробки даних ДЗЗ для оперативної оцінки перспектив нафтогазоносності окремих структур на шельфі в районі пробурених та проектних свердловин. З використанням цієї мобільної та оперативної технології оброблено супутникові знімки великих пошукових ділянок і блоків на шельфах Карського, Чорного та Азовського морів, південному шельфі ПАР та південно-східному шельфі Фолклендських островів. На площі обстеження в Карському морі в межах однієї структури виявлено 6 аномальних зони типу “поклад вуглеводнів (ВВ)”, на локальній ділянці Туапсинського прогину в Чорному морі – 5 аномальних зон; їх істотно менше, ніж виявлених геофізичними дослідженнями структур. Дослідженнями в Азовському морі в районі пробуреної свердловини Білосарайська-1 (1400 м) показано можливість виявлення покладів ВВ у порушеній частині фундаменту. В районі газового родовища на шельфі ПАР виявлено та закартовано 13 аномальних зон типу “Gas”, багато з яких є локальними ділянками для детального вивчення та розбурювання. Це, практично, зони “Sweet spots” у шільних пісковицях. Оцінки пластового тиску в 21 МПа в районі свердловини Dagwin на шельфі Фолклендських островів вказують на малу ймовірність отримання комерційних припливів ВВ з інтервалу глибин 4633–4681 м. Виявлені аномальні зони є, по суті, проєкціями на земну поверхню контурів скупчень ВВ у розрізі. Цю інформацію можна використовувати для наближеної оцінки ресурсів ВВ у межах обстежених ділянок і структур. Початок освоєння обстежених ліцензійних блоків з виявлених аномальних зон дасть змогу, в цілому, істотно прискорити та оптимізувати пошуковий процес. Мобільну технологію частотно-резонансної обробки та декодування даних ДЗЗ можна використовувати для оперативної оцінки перспектив нафтогазоносності окремих структур і пошукових площ у морських та океанічних акваторіях, включаючи важкодоступні Арктичний і Антарктичний регіони.

Ключові слова: мобільна технологія, аномалія типу “поклад”, “нафта”, “газ”, “газоконденсат”, шельф, Арктика, розломна зона, супутникові дані, прямі пошуки, обробка даних ДЗЗ, інтерпретація.

OPERATIVE ASSESSMENT OF HYDROCARBON RESOURCES WITHIN THE PROSPECTING AREAS AND SEPARATE STRUCTURES IN OFFSHORE BY FREQUENCY-RESONANCE METHOD OF REMOTE SENSING DATA PROCESSING AND INTERPRETATION

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 Laboratny lane, Kyiv 01133, Ukraine

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

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

Purpose. The purpose of the paper is to study the possibility of a mobile method of remote sensing data frequency-resonance processing used for operative assessment of the petroleum potential of individual structures and objects in the area of drilled and projected wells within offshore. To conduct experimental studies on the shelf of the Kara, Black and Azov seas, on the southern shelf of the South African Republic and south-eastern shelf of the Falkland Islands.

Design/methodology/approach. Experiments were carried out with using the mobile technology of frequency-resonance processing, and interpretation of remote sensing data, which is the direct method of oil and gas exploration and operates within the “substantial” paradigm of geophysical investigations. The technologies and methods developed on the principles of this paradigm are aimed at searching a particular (desired in each case) substance – oil, gas, condensate, gold, zinc, uranium, etc.

Findings. Four anomalous zones of the “oil + gas + condensate” type and two anomalous zones of the “oil + gas” type were discovered and mapped within the surveyed area in the Kara Sea. The estimates of maximum values of fluid pressures in reservoir vary from 19,1 to 29,4 MPa within the detected anomalies. The total area of all the anomalies equals 510 km²; with regard to the surveyed area this is 12,29 %. Within the local area in Tuapse Trough in the Black Sea four anomalies of the “gas” type and one anomaly of the “gas + condensate” type were revealed. There are anomalous zones significantly small than the structures identified by geophysical research.

The results of the studies in the Azov Sea showed that the well “Belosarayskaya-1” (1400 m depth) drilled within the structure of the same name does not explicitly resolve the question about the prospects of commercial hydrocarbons accumulations found within it, as it opened only the sediments of the cross-section. Vertical scanning of the cross-section near the well confirmed the possibility of hydrocarbon deposits detection in the fractured part of the basement. Within the tested block in the area of the F-O gas field on the South Africa offshore, 13 anomalous zones of the “gas” type of varying size and intensity were discovered and mapped. Parameters of many anomalous zones (areas and maximum estimates of fluid pressure in the reservoirs) allow us to classify them as promising objects the probability of industrial (commercial) gas inflows from which is relatively high. The observed anomalies should be considered as priority local areas for detailed study with geophysical methods and drilling. In fact, they can be considered as “Sweet spots” zones in tight sandstones. Based on the results of remote sensing data processing in the area of the Darwin well drilled in the Falkland Islands offshore, the maximum values of reservoir pressure were estimated at 21 MPa. At the resonance frequencies of gas at higher pressures anomalous effects did not appear. This means that from the established Darwin well collector at the depths of 4633–4681 m the likelihood of commercial hydrocarbons inflows is very low.

Practical value/implications. Discovered anomalous zones are, in fact, the projections into surface of hydrocarbon accumulations contours in the cross-section. This additional information can be used for the approximate assessments of hydrocarbon resources within the surveyed areas and structures. The development of the surveyed license blocks starting from detected anomalous zones will generally make it possible to significantly accelerate and optimize the prospecting process. Mobile technology of frequency-resonance processing and interpretation (decoding) of remote sensing data can be used for operative assessment of the petroleum potential of individual structures and prospecting areas in marine and ocean waters, the difficult to access and remote Arctic and Antarctic regions included.

Keywords: mobile technology, anomaly of deposit type, oil, gas, gas-condensate, shelf, Arctic, fault zone, satellite data, direct prospecting, processing of remote sensing data, interpretation.

References:

1. *Arkticheskie morja Rossii* [Russian Arctic seas]. Available at: http://www.rosneft.ru/Upstream/Exploration/arctic_seas/ (accessed 10 December 2014).
2. Bagdasarova M.V. *Degazacija Zemli - global'nyj process, formirujushhij fljuidogennye poleznye iskopaemye (v tom chisle mestorozhdenija nefii i gaza)* [Degassing of the Earth - a global process of fluidogene minerals forming (oil and gas including)]. *3-e Kudryavcevskie Chtenija. Materialy Vserossijskoj konferencii po glubinnomu genezisu nefii*. Moscow, CGJe, 2014 [3rd Kudryavtsevkiye Reading. All-Russian Conference on the genesis of deep oil. Moscow, CGE, 2014], 22 p. Available at: URL: http://conference.deepoil.ru/images/stories/docs/3KR/3KR_Theses/Bagdasarova_Theses.pdf (accessed 10 December 2014).
3. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. *Geosolitonny: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdenij uglevodorodov* [Geosolitonny: functional system of the Earth, the concept of exploration and exploitation of hydrocarbons]. Tyumen': *Vektor Buk*, 2003, 344 p.

4. Valyaev B.M. *Priroda i osobennosti prostranstvennogo rasprostraneniya netradicionnykh resursov uglevodorodov i ih skoplenij* [Nature and characteristics of the spatial distribution of unconventional hydrocarbon resources and their accumulations]. *Gazovaya promyshlennost', Netradicionnye resursy nefiti i gaza - prilozhenie k zhurnalu* [Gas industry, Unconventional oil and gas resources - supplement to the journal], 2012, pp. 9-16.
5. Gluhmanchuk E.D., Krupizkyi V.V., Leontyevskiy A.V. *Treshhinno-blokovaya struktura mestorozhdenij kak osnovnaya prichina nizkoj jeffektivnosti geologo-gidrodinamicheskikh modelej* [Fracture-block structure of deposits as the main reason of low efficiency of geological and hydrodynamic models]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2014, no. 3, pp. 64-67.
6. Esipovich S.M., Semenova S.G., Semenets O.I. *K ocenke perspektiv neftegazonosnosti nekotorykh uchastkov Azovskogo morja* [Estimation of petroleum potential of some areas of the Azov Sea]. *Geology and Mineral Resources of World Ocean*, 2010, no. 3, pp. 20-27.
7. Karpov V.A. *Sostojanie i perspektivy razvitiya neftegazopiskovykh rabot v Zapadnoj Sibiri* [Status and prospects of oil and gas exploration in Western Siberia]. *Geologija nefiti i gaza*, 2012, no. 3, pp. 2-6.
8. Kovalev N.I., Gokh V.A., Ivashchenko P.N., Soldatova S.V. *Opyt prakticheskogo ispol'zovaniya apparatury kompleksa "Poisk" dlya obnaruzheniya i okonturivaniya uglevodorodnykh mestorozhdenij* [Experience in the practical use of the "Poisk" equipment complex to detect and delineate hydrocarbon deposits]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2010, no. 4, pp. 46-51.
9. Kusov B.R. *Genezis nekotorykh uglersoderzhashchikh poleznykh iskopaemykh (Ot metana do almaza): Monografiya. Izdanie vtoroe, dopolnennoe* [Genesis some carbonaceous minerals (From methane to diamond): Monograph. Second edition, expanded]. Vladikavkaz: *IPO SOIGSI*, 2011, 195 p.
10. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Novye vozmozhnosti operativnoj ocenki 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* (Ukraine), 2010, no. 3, pp. 22-43.
11. 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* (Ukraine), 2011, no. 2, pp. 19-35.
12. 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]. *Geophysical Journal*, 2012, v. 34, no. 4, pp. 167-176.
13. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. *Mobil'nye geofizicheskie tehnologii: jeksperimental'noe izuchenie vozmozhnosti primenenija dlja poiskov skoplenij uglevodorodov v rajonah rasprostraneniya slancev v Vostochnoj Evrope* [Mobile geophysical technologies: experimental study of possibility of application for hydrocarbon accumulations prospecting within areas of shale spreading in eastern Europe]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2014, no. 4, pp. 5-29.
14. Popkov V.I., Popkov I.V., Dementieva I.N. *Novyj regional'nyj neftegazoperspektivnyj ob'ekt Skifskoj plity* [The new regional oil and gas facility of Scythian plate]. *Geology, geography and global energy*, 2011, no. 2(41), pp. 111-114.
15. Raczynskiy M.Z. *Juzhno-Kaspijskij bassejn: geologicheskie aspekty perspektiv, ocenka uglevodorodnogo potentsiala strategija poiskov mestorozhdenij nefiti i gaza* [South Caspian Basin: Geological Aspects of perspectives, assessment of the hydrocarbon potential and the strategy of oil and gas search] *Geophysics of XXI century: 2007* [Proceedings of the Ninth Geophysical readings named after V.V. Fedynskiy (March 1-3, 2007, Moscow)]. Tver, *Publishing GERS*, 2008, pp. 282-304.
16. *Rosneft' otkryla novoe mestorozhdenie v Karskom more* [Rosneft has opened a new field in the Kara Sea]. Available at: <http://www.rogtectmagazine.com/ru-blog/exxonmobil/> (accessed 12 December 2014).
17. Rostovtsev V.V., Laynveber V.V., Rostovtsev V.N. *K bol'shoj nefiti Rossii* [To large Russian oil]. *Geomatika* [Geomatics], 2011, no. 1, pp. 60-62.
18. Rusakov O.M., Kutas R.I. *Fata-morgana biogennoj doktriny uglevodorodov v Chernom more* [Fata Morgana of biogenic hydrocarbons doctrine in the Black Sea]. *Geophysical Journal*, 2014, v. 36, no. 2, pp. 3-17.
19. Timurziyev A.I. *Mantijnye ochagi generacii uglevodorodov: geologo-fizicheskie priznaki i prognozno-poiskovyje kriterii kartirovaniya; zakonomernosti neftegazonosnosti ndr kak otrazhenie razgruzki v zemnoj kore mantijnykh UV-sistem* [Mantle pockets of hydrocarbon generation: geological and physical characteristics and prognostic search criteria mapping; patterns of subsurface oil and gas potential as a reflection of unloading in the crust of mantle hydrocarbon systems]. *2-e Kudryavtsevskie Chtenija. Materialy Vserossijskoj konferencii po glubinnomu genezisu nefiti*. Moscow, *CGJe*, 2013 [2nd Kudryavtsevkiye Reading. All-Russian Conference on the genesis of deep oil. Moscow, CGE, 2013], pp. 333-379.
20. Shuman V.N., Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. *Radiovolnovye zondiruyushchie sistemy: elementy teorii, sostojanie i perspektiva* [Radio Wave Sounding Systems: Theoretical Postulates, State, Prospect]. *Geoinformatika* (Ukraine), 2008, no. 2, pp. 22-50.
21. Gabrielsen P.T., Abrahamson P., Panzner M., Fanavoll S. and 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, vol. 31, issue 1, p. 63-71.
22. Fanavoll S., Gabrielsen P.T. and Ellingsrud S. The impact of CSEM on exploration decisions and seismic: two case studies from the Barents Sea. *First Break*, 2014, vol. 32, issue 11, p. 105-110.
23. Hodgson Neil, Intawong A. Derisking deep-water Namibia. *First Break*, 2013, vol. 31, issue 12, p. 91-96.
24. Mode of access, 2014, <https://africaenviro.worleyparsons.com/PetroSA%20Hydraulic%20Fracturing%20EIA/Forms/AllItems.aspx> (accessed 15 December 2014).
25. Levashov S.P., Yakymchuk M.A., Korchagin I.N., Bakhmutov V.G., Soloviev V.D. and Bozhezha D.N. The Falkland Basins - New Structural Model and Hydrocarbon Bearing Prospects (by Remote Sensing and Geoelectric Data). 76nd EAGE

Conference and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2014. Amsterdam, 16-19 June 2014, 5 p., DOI: 10.3997/2214-4609.20140908. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=75780> (accessed 15 December 2014).

26. 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 Conference and Technical Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2014. Amsterdam, 16-19 June 2014, 5 p., DOI: 10.3997/2214-4609.20141265. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=76136> (accessed 15 December 2014).
27. Mudaly Kathleen, Turner Jim R., Escorcía Florangel, and Higgs Roger. F-O Gas Field, Offshore South Africa - From Integrated Approach to Field Development. Mode of access, 2009, Search and Discovery Article #20070 (2009) (accessed 15 December 2014).
28. Norway looks forward to continuing offshore fortunes. *First Break*, 2013 vol. 31, issue 2, p. 26.
29. Poor exploration results could blight UK's offshore progress, Wood Mackenzie report suggests. *First Break*, 2013 vol. 31, issue 2, p. 28.
30. Wrigley R., Intawong A and Rodriguez K. Ireland Atlantic Margin: a new era in a frontier basin. *First Break*, 2014, vol. 32, issue 12, p. 95-100.

Поступила в редакцию 15.01.2015 г.

Received 15/01/2015