

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ ПРЯМОПОИСКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ВЫБОРЕ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

С.П. Левашов^{1,2}, Н.А. Якимчук^{1,2}, И.Н. Корчагин³, А.И. Самсонов¹, Д.Н. Божежа²

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

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

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

Анализируются результаты применения прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных структур, а также локальных участков бурения поисковых скважин. Исследования с использованием этой мобильной технологии проведены в Средиземном и Черном, морях, а также в Припятском прогибе. В пределах обследованных структур и участков пробурены скважины, одна из них находилась в процессе бурения. В Средиземном море над газовым месторождением Zohr закартирована аномальная зона, которая удовлетворительно коррелируется со структурной картой участка. Восточнее непродуктивной скважины Kg 70-1 выявлена аномалия, в пределах которой локализован канал вертикальной миграции флюидов с давлением 141 МПа. На участке бурения скважины “Onisiforos West-1” обнаружена аномальная зона типа “газ”, а вертикальным сканированием разреза возле скважины выделено семь аномально поляризованных пластов типа “газ”. Эти результаты повысили вероятность открытия скважиной “Onisiforos West-1” залежей газа. На площади расположения структуры MINOAS закартирована крупная аномальная зона типа “нефть + газ”. В Черном море, в районе бурения скважины Полшков-1 в пределах блока Хан Аспарух, выявлены аномальная зона типа “газ” площадью 36 км² и канал вертикальной миграции с давлением 95 МПа. На участке бурения скважины Рубин-1 аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа и газоконденсата не обнаружены; промышленные притоки углеводородов в этой скважине не будут получены после завершения ее бурения. В пределах крупного блока Силистар выделены четыре аномальные зоны типа “нефть + газ”. Глубокая скважина Предречицкая-1 в Припятском прогибе расположена на краю закартированной аномалии, промышленные притоки углеводородов в ней не получены. Над нефтяным месторождением Угольское обнаружена аномалия, в пределах которой локализован канал вертикальной миграции флюидов с давлением 135 МПа. Установленные прямопоисковым методом аномальные зоны можно считать проекциями контуров скоплений углеводородов в разрезе на земную поверхность. Эта оперативная и дополнительная информация может использоваться для приближенной оценки ресурсов углеводородов в пределах обследованных участков и структур. Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о целесообразности применения прямопоисковых технологий для локализации оптимальных участков бурения поисковых скважин. Повышение показателя успешности бурения может привести к существенному ускорению и оптимизации геолого-разведочного процесса на нефть и газ в целом.

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

Введение. Падение цен на нефть на мировом рынке поставило перед нефтегазовым сектором экономики актуальную и важную проблему ускорения и оптимизации процесса поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа в коллекторах традиционного и нетрадиционного типов. Не секрет, что львиная доля финансовых ресурсов и времени при поисках и разведке коммерческих скоплений углеводородов (УВ) идет на бурение скважин, положение которых в пределах перспективных структур, поисковых площадей и отдельных объектов закладывается по результатам

геофизических (в первую очередь сейсмических) исследований. В настоящее время традиционно используемые в разведочном процессе геофизические методы не являются прямыми методами поисков нефти и газа. В связи с этим коэффициент успешности бурения невысокий — многие поисковые скважины оказываются сухими или не дают коммерческих притоков УВ. Согласно статье [2, с. 3], “успешность поисково-разведочных работ в мире держится в среднем на уровне 30 %”. Вполне понятно, что повышение коэффициента успешности бурения скважин даже в 2 раза может при-

вести к существенному сокращению финансовых затрат, а также времени на проведение поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Уже более 15 лет авторы активно и целенаправленно проводят исследования над разработкой, усовершенствованием и внедрением в практику мобильных и малозатратных методов и технологий “прямых” поисков полезных ископаемых различного вида, в том числе нефти и газа, — геоэлектрических методов становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [7, 21], а также прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) [5–7, 22]. Эти прямопоисковые методы прошли широкую апробацию и активно применялись для решения нефтегазопроисковых задач на суше и в морских акваториях в различных регионах мира [5–13, 21–23, 31].

Некоторые результаты применения мобильных прямопоисковых методов на лицензионных площадях (участках) и месторождениях УВ, в пределах которых впоследствии были пробурены поисковые скважины, представлены и анализируются в публикациях [9,10, 21]. В предлагаемой статье приводятся результаты оценки перспектив нефтегазности локальных участков бурения двух глубоких поисковых скважин в Средиземном и Черном морях частотно-резонансным методом обработки и декодирования спутниковых снимков. Отметим, что обработка спутникового снимка локального участка в Черном море выполнена на начальном этапе бурения, а настоящая статья подготовлена и представлена к опубликованию до получения предварительных результатов бурения. Авторы надеются, что такая демонстрация потенциальных возможностей мобильного прямопоискового метода для повышения успешности бурения скважин будет способствовать более активному применению подобного рода технологий (прямопоисковых) в геолого-разведочном процессе на нефть и газ.

Метод исследований. Экспериментальные исследования на участках бурения поисковых скважин проведены с использованием прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ (спутниковых снимков) [5–7, 22], которая активно применяется для решения разнообразных задач поискового и мониторингового характера начиная с 2010 г. Эта технология базируется на принципах “вещественной” парадигмы геофизических исследований [7], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества — нефти, газа, газоконденсата, воды и др. Важное место в рамках этой технологии занимает методика оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекто-

рах [6]. Особенности и потенциальные возможности технологии описаны в статьях [5–13, 21–23, 31]; расширенный список публикаций приведен на сайте <http://www.georgrom.com.ua/index.php/ru/>.

Основная цель оперативно проведенных работ на участках бурения поисковых скважин — дополнительная демонстрация (на конкретных примерах) работоспособности и потенциальных возможностей мобильной и прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ (спутниковых снимков).

Некоторые результаты поисков и бурения в морских акваториях. Вполне понятно, что материальные, финансовые и временные затраты на поисково-разведочные работы, бурение и добычу УВ на шельфе и в глубоководных морских акваториях существенно возрастают по сравнению с аналогичными работами на суше. Еще более крупные ресурсы необходимы на освоение углеводородного потенциала удаленных арктического и антарктического регионов. Для формирования более объективного представления о коэффициенте успешности бурения в морских акваториях обратим внимание на публикации, в которых приводятся некоторые сведения о результатах поисковых работ и бурения на шельфе в различных регионах [9].

1. В статье [14] 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 с учетом специфики разреза бассейна достаточно надежно позволяют моделировать природные резервуары-ловушки и, соответственно, закладывать первые поисковые и разведочные скважины на участках локальных поднятий, оптимальных с точки зрения возможности выявления скоплений УВ.

В указанный период в азербайджанской части акватории бурение проведено на 15 площадях. Только на одной из них разведочная скважина выявила крупное месторождение газа и конденсата. На остальных площадях пробурено 16 скважин с глубинами 3840–7087 м. По результатам разбуривания семи скважин операторы проектов, несмотря на получение притоков УВ, признали коммерчески не эффективными опробованные объекты. При тестировании 9 скважин в них вообще не было установлено УВ. Результаты геолого-разведочных работ 1995–2006 гг. не подтвердили предполагавшиеся ресурсы УВ в объеме 4,33 млрд т в нефтяном эквиваленте, в том числе ожидаемые 930 млн т нефти и 3,4 трлн м³ газа. Общие затраты компаний-операторов составили около 1 млрд дол. США: примерно 110 млн дол. на геофизические работы и 830 млн дол. — на бурение (55 тыс. пог. м) [14].

В связи с отмеченным в заключении публикации [14, 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 публикаций авторов [8] 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, в которой не получены притоки УВ.

3. На шельфе Норвегии в 2012 г. пробурено 43 поисковые и разведочные скважины, сделано 14 открытий [24]. За это же время бурение 66 скважин на шельфе Англии привело только к двум открытиям [25]! В 2012 г. 4 скважины пробурены на шельфе Намибии, коммерческие притоки УВ в них также не получены [18].

4. В статье [15, 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 [17, с. 105] приводятся следующие сведения: “... 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 статье [29, с. 95] обсуждаются перспективы нефтегазоносности бассейна Rockall на шельфе Ирландии, приводится информация, что на шельфе с 1975 по 1985 г. были пробурены 73 скважины, но за это время не было сделано никаких коммерческих открытий.

7. В статье [30, с. 4] представлены сведения о восьми пробуренных скважинах в глубоководной части шельфа Тринидада и Тобаго. Все они не дали промышленных притоков УВ. В этой же

статье для сравнения указывается, что начиная с 1975 г. в Мексиканском заливе открыто 285 месторождений УВ в глубоководной части в результате бурения 2200 скважин [30, с. 13]. Это примерно составляет одно открытие на 8 скважин.

В связи с такими “плачевными” результатами бурения для повышения эффективности морских нефтегазописковых 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 [17].

Результаты экспериментальных работ в восточной части Средиземного моря. Экспериментальные исследования демонстрационного характера в глубоководной части Восточного Средиземноморья проводились в 2015–2017 гг.

Район газового месторождения Zohr. В сентябре 2015 г. выполнена частотно-резонансная обработка спутникового снимка участка бурения поисковой скважины, которая открыла крупное газовое месторождение Zohr. Масштаб обработки снимка — 1:150 000 (рис. 1), это рекогносцировочный режим поисковых работ с использованием прямопоисковых методов. Результаты исследований на данном этапе представлены в публикациях [11, 22].

На участке обследования (2200 км²) обнаружено и закартировано три аномальные зоны типа “залежь нефти и газа” (рис. 1). Площади обнаруженных аномальных зон и оценки интервала пластовых давлений в их пределах следующие: Oil&Gas-1 — 105 км², 37,2–41,8 МПа; Oil&Gas-2 — 104 км², 36,3–39,7 МПа; Oil&Gas-3 — 42 км², 38,8–40,0 МПа. Суммарная площадь всех аномалий — 251 км². Относительно площади обследованного участка это составляет: $251/2200 = 11,41\%$.

На втором этапе работ была проведена дополнительно оценка пластовых давлений в нижних горизонтах разреза, примерно до глубины 7 км. Предыдущие оценки получены до глубины порядка 4,2 км. В результате в нижней части разреза дополнительно выделено еще два интервала прогнозируемого нефтегазонасыщения. Они указаны на рис. 1 в третьей и четвертой строках под идентификаторами аномальных зон. В двух интервалах в нижней части разреза могут быть обнаружены нефть и газоконденсат.

Участок расположения пробуренной скважины Kg 70-1 (рис. 2). В марте 2016 г. при проведении работ по поискам каналов вертикальной миграции глубинных флюидов в различных регионах мира выполнена частотно-резонансная обработка двух локальных участков в пределах Block 9 (Shorouk) на шельфе Египта и Block 11 на шельфе Кипра. Масштаб обработки снимков детализационный —

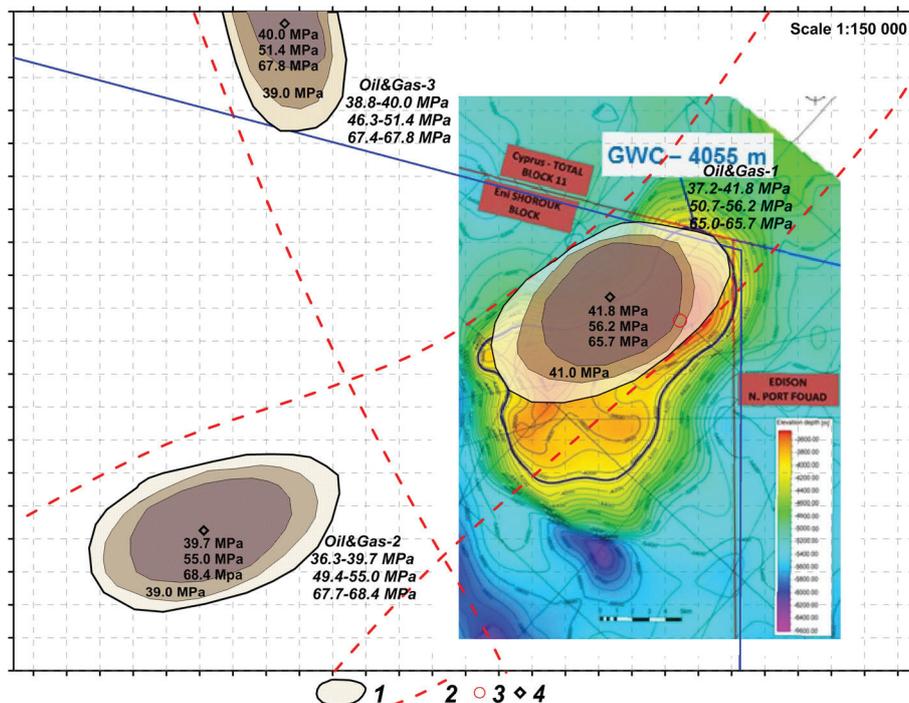


Рис. 1. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “залежь УВ” в районе структуры Zohr и пробуренной скважины Zohr IX NFW (лицензионный блок SHOROUK, шельф Египта): 1 – контуры аномальных зон типа “залежь УВ”; 2 – тектонически ослабленные зоны; 3 – положение скважины Zohr IX NFW (плавучей буровой платформы); 4 – центральные точки аномальных зон (в них указаны максимальные значения пластового давления в трех интервалах нефтегазонасыщения)

Fig. 1. Map of geoelectric anomalous zones of the “hydrocarbon deposits” type in the area of the Zohr structure and drilled well Zohr IX NFW location (SHOROUK license block, offshore Egypt). 1 – outline of the anomalous zones of the “hydrocarbon deposits” type; 2 – tectonically weakened zones; 3 – position of Zohr IX NFW well (floating drilling platforms); 4 – central points of anomalous zones (in which the maximum value of reservoir pressure in three interval of oil and gas saturation are indicated)

1 : 50 000. В пределах этих участков обнаружены вертикальные каналы миграции глубинных флюидов. Материалы исследований на этом этапе опубликованы в работах [12, 22].

Площадь обследованного участка в районе скв. Кг 70-1 — 258 км². В окрестностях самой скважины, расположенной практически в центре участка, аномальные отклики на резонансных частотах газа и нефти не зафиксированы. Однако примерно в 1,5 км к востоку от скважины закартирована относительно крупная аномальная зона Oil&Gas-1 изометрической формы (рис. 2). Площадь этой аномалии по изолинии 0 МПа составляет 25,5 км², по изолинии 60 МПа — 13,3 км². В ее пределах установлены четыре интервала пластовых давлений, а также обнаружен небольшой локальный канал вертикальной миграции глубинных флюидов. В контуре канала максимальные значения пластового давления флюидов оценены в 141 МПа.

Кроме того, в правом нижнем углу участка обнаружена еще одна аномальная зона Oil&Gas-2, которая полностью не околонтурена в юго-восточном направлении. Две другие небольшие аномальные зоны Gas-1 и Gas-2 выявлены в западной части обследованного участка. В их пределах установлены невысокие значения пластового давления в одном интервале.

Площадь всех аномальных зон по изолинии 0 МПа равна 33,5 МПа. По отношению к площади всего участка это составляет: $33,5/258 = 12,98 \%$.

Район поисковой скважины “Onisiforos West-1”.

При проведении работ использовались: а) информационные сообщения на сайтах Интернета о подготовке к бурению скважины, в том числе приведенные в списке [19, 20]; б) материалы более ранних исследований в этом регионе [11, 12, 22]; в) приблизительное местоположение скважины “Onisiforos West-1”, установленное по координатам расположения бурового судна, которые регулярно приводятся (обновляются) на сайте [www.marinetraffic.com].

Частотно-резонансная обработка спутникового снимкам локального участка расположения поисковой скважины “Onisiforos West-1” выполнялась 18–22 августа 2017 г. Для обработки был подготовлен снимок участка моря в масштабе 1 : 80 000 (рис. 3). Такой масштаб обработки не является детальным.

На начальном этапе работ на обследованном участке выявлена и протрассирована зона тектонического нарушения северо-северо-западного простирания. Скважина “Onisiforos West-1” находится в непосредственной близости от этого нарушения.

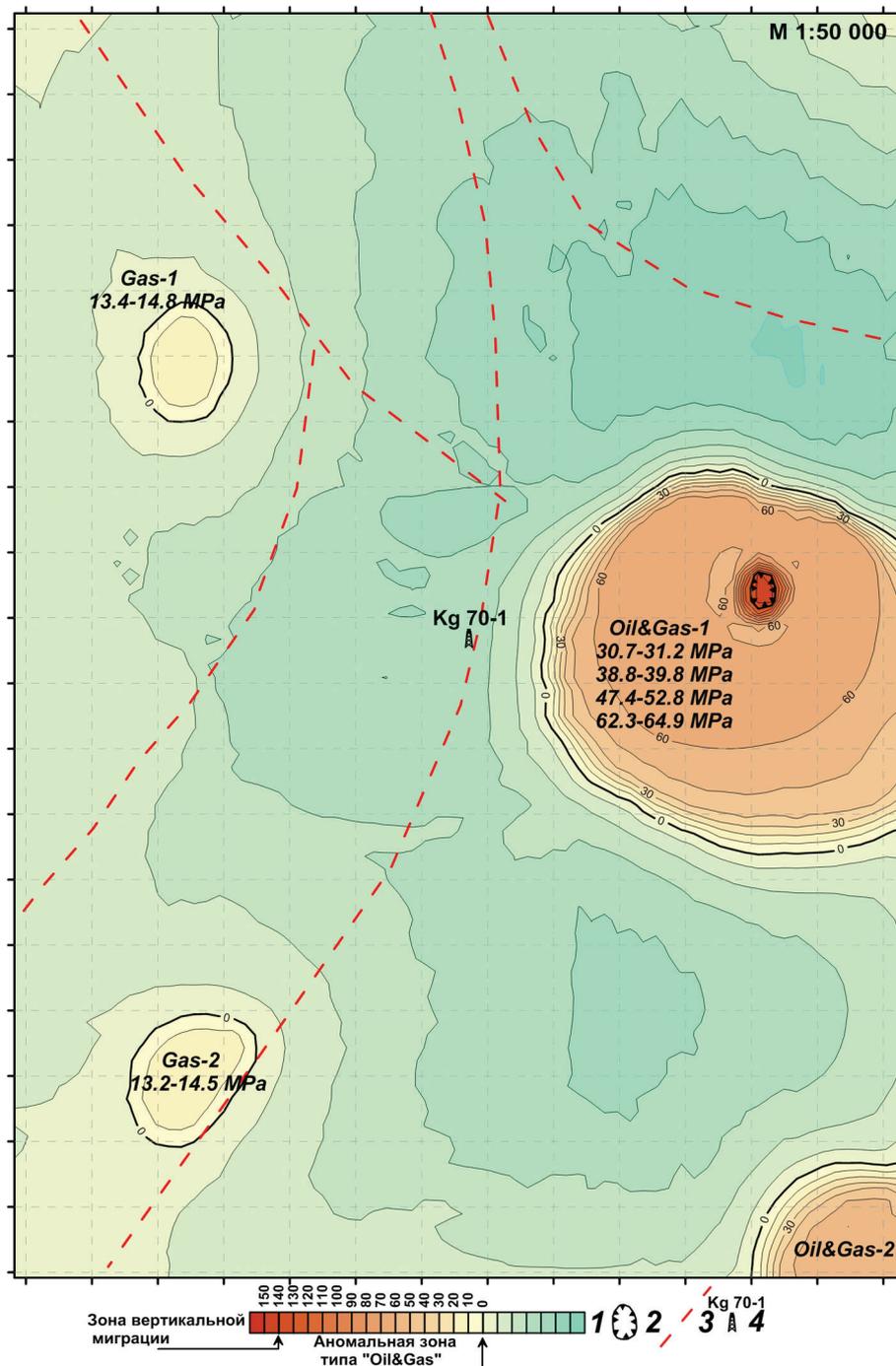


Рис. 2. Карта геоэлектрических аномальных зон типа “Oil&Gas” в Средиземном море (юго-западная часть блока 9 (SHOROUK), зона Египта) (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – положение вертикального канала миграции флюидов (углеводородов) (максимальное значение пластового давления – 141,0 МПа); 3 – тектонически ослабленные зоны; 4 – примерное положение непродуктивной скважины Kg 70-1 (6014 м), пробуренной компанией Шелл

Fig. 2. Map of geoelectric anomalous zones of the “Oil&Gas” type in Mediterranean Sea (the south-western part of Block 9 (SHOROUK), Egypt Zone) (according to the frequency-resonance analysis of satellite images): 1 – scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – location of the vertical channel of fluids (hydrocarbons) migration (maximum reservoir pressure – 141.0 MPa); 3 – tectonically weakened zones; 4 – approximate position of unproductive well Kg 70-1 (6014 m), drilled by Shell

В районе расположения скважины обнаружена и закартирована аномальная зона “Gas-1”, которая примыкает к разломной зоне с запада. Площадь аномальной зоны по изолинии 0 МПа – порядка 42 км², по изолинии 50 МПа – примерно 29 км². В пределах аномалии “Gas-1” максимальное значение пластового давления оценено в 53,5 МПа. В

контуре аномалии в интервале глубин 1700–6000 м зарегистрированы аномальные отклики в следующих интервалах давлений, МПа: 1) 18,50 – 22,90; 2) 27,22 – 28,30; 3) 37,89 – 39,30; 4) 42,8 – 43,70; 5) 51,36 – 53,95.

В южной части площади обследования обнаружены еще две аномальные зоны типа “газ”

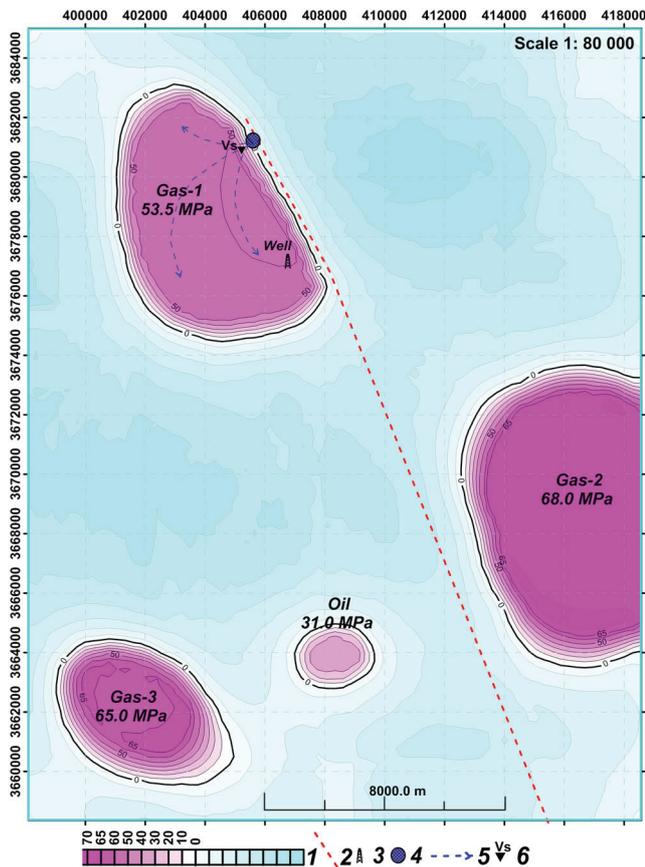


Рис. 3. Карта аномальных зон типа “Gas-Oil” на участке бурения поисковой скважины “Onisiforos West-1” в Средиземном море (блок 11 на шельфе Кипра): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – тектоническое нарушение; 3 – положение поисковой скважины; 4 – вертикальный канал миграции газа; координаты: $x = 3681141,20$, $y = 405538,18$; 5 – прогнозируемые пути миграции газа; 6 – точка дополнительного сканирования: координаты: $x = 405043,457$, $y = 3680826,695$

Fig. 3. Map of anomalous zones of the “Gas-Oil” type at the drilling site of the search well “Onisiforos West 1” in the Mediterranean (Block 11 on the Cyprus offshore): 1 – scale of maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – tectonic fracture; 3 – position of the search well “Onisiforos West 1”; 4 – vertical channel of gas migration; coordinates: $x = 3681141.20$, $y = 405538.18$; 5 – possible gas migration paths; 6 – point of additional scanning: coordinates: $x = 405043.457$, $y = 3680826.695$

(“Gas-2” и “Gas-3”) и одна небольшая аномалия типа “нефть” (“Oil”).

С использованием методики обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов [12, 22] проведены поиски подобных каналов в контурах аномальной зоны “Gas-1”. В результате канал вертикальной миграции флюидов выявлен в разломной зоне (рис. 3). Пластовое давление в центральной точке канала оценено в ≈ 80 МПа.

В районе расположения поисковой скважины в интервале глубин 1700–6000 м выполнено сканирование геологического разреза с целью определения глубин залегания и мощностей аномально поляризованных пластов (АПП) типа “газ”. При сканировании в АПП дополнительно оценивались пластовые давления и пористость.

Вычислялась разница между пластовым давлением в АПП и условным гидростатическим давлением на этой глубине (параметр D). По результатам сканирования в разрезе выделено семь АПП типа “газ”, перспективных на обнаружение залежей газа. Параметры выделенных АПП типа “газ” приведены в табл. 1. Наиболее перспективны на обнаружение газа поисковые интервалы 1800–2250 и 4050–4250 м.

Оценивая полученные материалы (информацию) авторы констатировали, что результаты оперативно проведенных экспериментальных исследований рекогносцировочного характера повышают в целом вероятность обнаружения в скважине “Onisiforos West-1” скоплений (залежей) газа. Однако минимальный объем выполненных исследований не позволил авторам однозначно определить интерес к этим скоплениям. Было отмечено, что детальные исследования в контурах обнаруженной аномалии “Gas-1” в более крупном масштабе могут содействовать формированию более конкретных (определенных) выводов по этой проблеме. Акцентировано также внимание на то, что обнаруженные сканированием в точке бурения скважины АПП типа “газ” могут быть прослежены по площади всей аномалии “Gas-1”. Материалы сканирования по площади позволят рассчитать объемы прогнозируемых коллекторов и оценить в первом приближении прогнозные ресурсы газа в них.

Отметим также, что предварительные результаты оценки нефтегазового потенциала в районе бурения скважины “Onisiforos West-1” в Средиземном море приведены в работе [23]. Материалы исследований были представлены на конференции до объявления предварительных результатов бурения скважины.

Дополнительно с целью дальнейшего сопоставления и анализа 23–24 октября 2017 г. проведено также сканирование геологического разреза в точке VS (см. рис. 2), недалеко от обнаруженного канала вертикальной миграции флюидов. Результаты сканирования представлены в табл. 2. В таблицу внесены только данные АПП типа “газ”. В точке VS таких пластов выделено больше, чем возле пробуренной скважины.

Участок расположения структуры MINOAS.

Предварительная частотно-резонансная обработка снимка выполнена 20–21 августа 2017 г. Результаты обработки представлены на рис. 4.

При проведении работ использовались: а) информационное сообщение (статья) [16]; б) координаты сейсмического профиля MINOAS, расположенного южнее о-ва Крит (A–B на рис. 4); в) координаты фрагмента перспективной структуры на сейсмическом профиле MINOAS.

Спутниковый снимок участка расположения профиля поместился на лист формата А3 в масштабе 1 : 150 000 (рис. 4). Это рекогносцировочный режим обработки снимков.

Таблица 1. Результаты вертикального сканирования в районе бурения скважины “Onisiforos West-1” в Средиземном море (интервал сканирования 1700 — 6000 м)

№ пласта	Пласт	Глубина залегания, м		Мощность, м	Давление, МПа		Пористость, %
		кровли	подошвы		пластовое	условное гидростатическое	
1	Газ	1729	1740	11	17,3	0,0	—
1a	Вода + газ	1740	1754	14	—	—	—
2	Газ	1825	1830	5	20,35	+2,08	13
2a	Вода	1830	1844	14	—	—	—
3	Газ	1920	1930	10	20,6	+1,35	13
3a	Вода + газ	1930	1939	9	—	—	—
4	Газ	2030	2040	10	21,3	+0,95	18
5	Газ	2110	2120	10	22,4	+1,25	20
5a	Вода	2120	2121	1	—	—	—
6	Газ	2188	2210	22	22,8	+0,85	22
6a	Вода	2210	2212	2	—	—	—
7	Вода + газ	2225	2232	7	—	—	—
8	Газ	2759	2770	11	27,65	0,0	14
8a	Вода	2770	2774	4	—	—	—
9	Вода + газ	2820	2835	15	—	—	—
10	Вода + газ	3400	3423	23	—	—	—
11	Вода + газ	3590	3609	19	—	—	—
12	Вода + газ	3779	3783	4	—	—	—
13	Газ	4070	4080	10	43,1	+2,25	13
13a	Вода	4080	4090	10	—	—	—
14	Газ	4220	4226	6	43,0	+0,77	15
14a	Вода	4226	4232	6	—	—	—
15	Вода + газ	4760	4783	23	—	—	—
16	Вода + газ	5230	5241	11	—	—	—

Таблица 2. Результаты сканирования в районе вертикального канала миграции флюидов (координаты: $x = 405043,457$, $y = 3680826.695$; интервал сканирования 1700 — 6000 м)

№ п/п	Глубина залегания, м		Мощность, м	Давление, МПа	
	кровли	подошвы		пластовое	условное гидростатическое
1*	1700	1711	11	17,4	+0,34
2	1845	1850	5	17,6	-0,87
3*	1926	1936	10	19,35	0,0
4	2038	2048	10	19,9	-0,5
5*	2189	2203	14	22,4	+0,4
6*	2305	2322	17	23,2	0,0
7*	2550	2557	7	25,65	+0,15
8*	2601	2613	12	26,10	0,0
9*	2760	2771	11	29,3	+2,3
10	3275	3282	7	32,5	-0,3
11*	3966	3972	6	40,9	+1,2
12*	4119	4127	8	41,25	0,0
13*	4233	4247	14	42,40	0,0
14*	4297	4307	10	43,05	0,0
15*	4390	4404	14	44,2	0,0
16*	4808	4824	16	48,2	0,0
17**	5279	5285	6	—	—

*АПП типа “газ”.

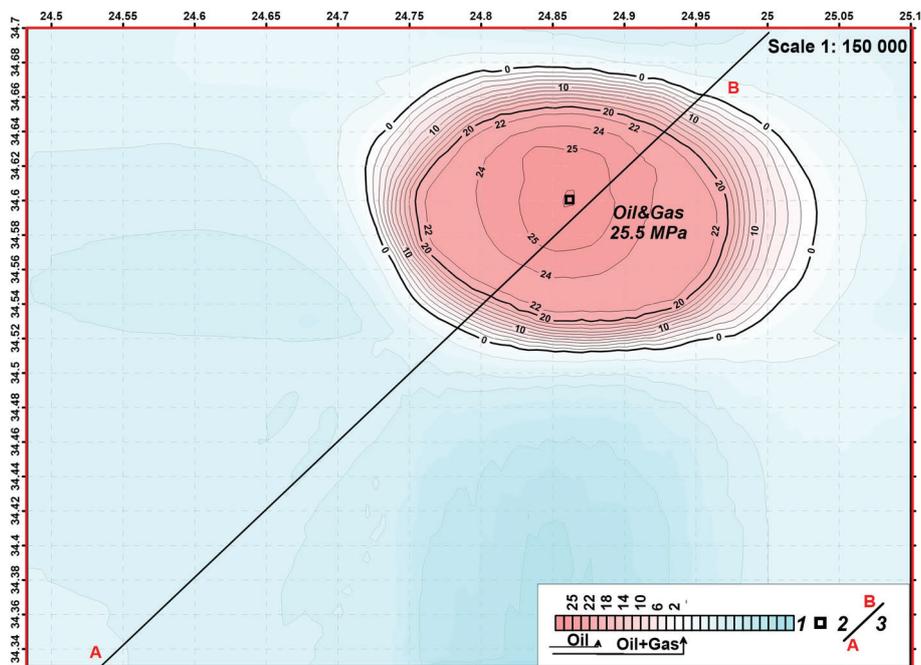


Рис. 4. Карта геоэлектрической аномальной зоны типа “Oil&Gas” на шельфе южнее о-ва Крит: 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – точка максимума аномальной зоны, координаты: 24,86175°, 34,60043°; 3 – положение сейсмического профиля

Fig. 4. Map of the geoelectric anomalous zone of the “Oil&Gas” type on the offshore to south of Crete: 1 – scale of maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 – point of the anomalous zone maximum; coordinates: 24,86175°, 34,60043°; 3 – position of the seismic profile

На обследованной площади обнаружена и закартирована относительно крупная аномальная зона типа “Oil&Gas”. На рис. 4 она представлена в изолиниях пластового давления флюидов. Максимальное значение давления равно 25,5 МПа.

В контурах обнаруженной аномалии (по изолинии 0 МПа) зафиксированы аномальные отклики на резонансных частотах газа. Дополнительно, в контуре изолинии 20 МПа, зарегистрированы аномальные отклики на резонансных частотах нефти.

Дополнительной обработкой снимка в интервале глубин 0–5000 м установлено два интервала пластовых давлений: 12,22–13,1 и 23,44–25,5 МПа.

Площадь обнаруженной аномалии: по изолинии 0 МПа – примерно 423 км²; по изолинии 20 МПа – порядка 213 км².

В пределах закартированной аномальной зоны канал вертикальной миграции глубинных флюидов не обнаружен, скорее всего вследствие мелко масштаба (1:150 000) обработки снимка.

Оперативно полученные результаты частотно-резонансной обработки спутникового снимка участка расположения сейсмического профиля (структуры) MINOAS свидетельствуют о целесообразности проведения на этом участке детальных поисковых работ. На начальном этапе дальнейшего изучения района целесообразно выполнить обработку спутникового снимка участка расположения обнаруженной аномальной зоны в более крупном масштабе (1:50 000 и крупнее).

Результаты исследований в Черном море на шельфе Болгарии. Апробация частотно-резонансной технологии обработки спутниковых проводилась в различных частях Черного моря, в том числе в пределах лицензионных блоков Хан Аспарух и Силитар в экономической зоне Болгарии.

Поисковые исследования на блоке Хан Аспарух. Первые исследования в районе расположения блока Хан Аспарух (рис. 5) проведены авторами в августе 2012 г. Была выполнена частотно-резонансная обработка спутникового снимка участка моря в очень мелком, рекогносцировочном, масштабе: координаты: N 42°30', E 28°00' – левый нижний угол прямоугольного контура; N 44°00', E 31°30' – правый верхний угол. На площади обнаружено несколько аномальных зон типа “залежь УВ”: а) на участке расположения скв. Домино-1 (самая крупная) в экономической зоне Румынии; б) две аномалии в пределах блока Хан Аспарух; в) одна аномалия западнее блока; г) небольшая аномалия в районе нефтяного месторождения Тюленево.

Дополнительные исследования на блоке Хан Аспарух проведены в мае 2016 г. в районе бурения поисковой скважины Полшков-1. Снимок более крупного участка в районе одной из обнаруженных в 2012 г. аномалий был обработан в масштабе 1: 150 000, а небольшой участок бурения скважины Полшков-1 – в масштабе 1 : 50 000.

В результате частотно-резонансной обработки снимка в масштабе 1: 50 000 в районе буре-

ния скважины выделена и закартирована аномальная зона “Gas-1” площадью 36 км². Максимальные оценки пластового давления в пределах аномалии составили 62,1 МПа (рис. 6). Обратим внимание на то, что скважина Полшков-1 расположена практически в центре закартированной аномальной зоны.

В процессе частотно-резонансной обработки снимка в масштабе 1 : 150 000 на обследованной площади (1450 км²) обнаружено еще две аномальные зоны: “Gas-2” (50,1 МПа, 76 км²) и “Oil&Gas-1” (54,9 МПа, 50 км²) (рис. 6). По площади эти аномальные зоны больше аномалии “Gas-1”.

Дополнительными исследованиями в контурах закартированной аномальной зоны “Gas-1” (рис. 6) обнаружен и локализован вертикальный канал миграции глубинных флюидов (УВ). Канал расположен примерно в 2 км на северо-северо-запад от местоположения скважины Полшков-1. Максимальные значения пластового давления внутри вертикального канала оценены в 95,0 МПа. В его контурах фиксируются аномальные отклики на резонансных частотах газа, водорода и гелия.

В районе расположения самой скважины зафиксированы также аномальные отклики на резонансных частотах нефти.

Район бурения поисковой скважины “Rubin-1”.

Дополнительные исследования на локальном участке бурения скважины Рубин-1 выполнены 10 октября 2017 г. Информация о скважине Рубин-1 и блоке Хан Аспарух приведена на сайтах [26, 27]. Координаты скважины Рубин-1 (43,16733°; 29,61882° — 06.10.2017) заимствованы из сайта [www.marinetraffic.com/]. Расположение скважины

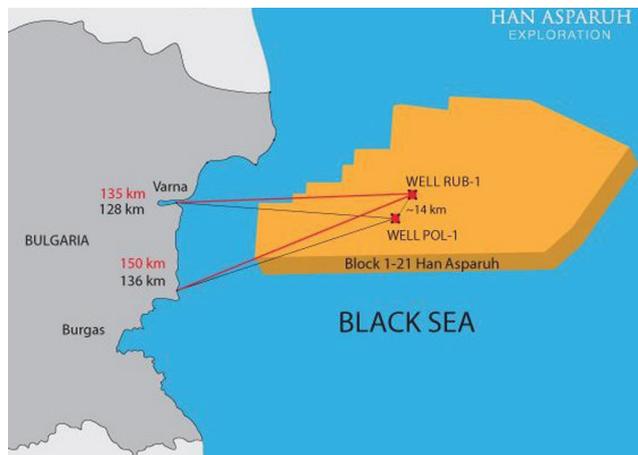


Рис. 5. Положение лицензионного блока Хан Аспарух и поисковых скважин POL-1 и RUB-1 в Черном море [27]

Fig. 5. Location of Han Asparuh Block and POL-1 and RUB-1 wells in Black Sea [27]

Рубин-1 относительно скважины Полшков-1 показано на рис. 5 [27].

В процессе дополнительных исследований выполнялась частотно-резонансная обработка спутникового снимка в масштабе 1: 100 000. Координаты скважины Рубин-1 нанесены на снимок (рис. 6), на нем также показаны результаты ранее проведенных исследований (2016 г.) в этом районе.

В процессе частотно-резонансной обработки снимка локального участка расположения скважины Рубин-1 (рис. 6) аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа и газоконденсата, которые традиционно используются при обработке спутниковых снимков, не обнаружены.

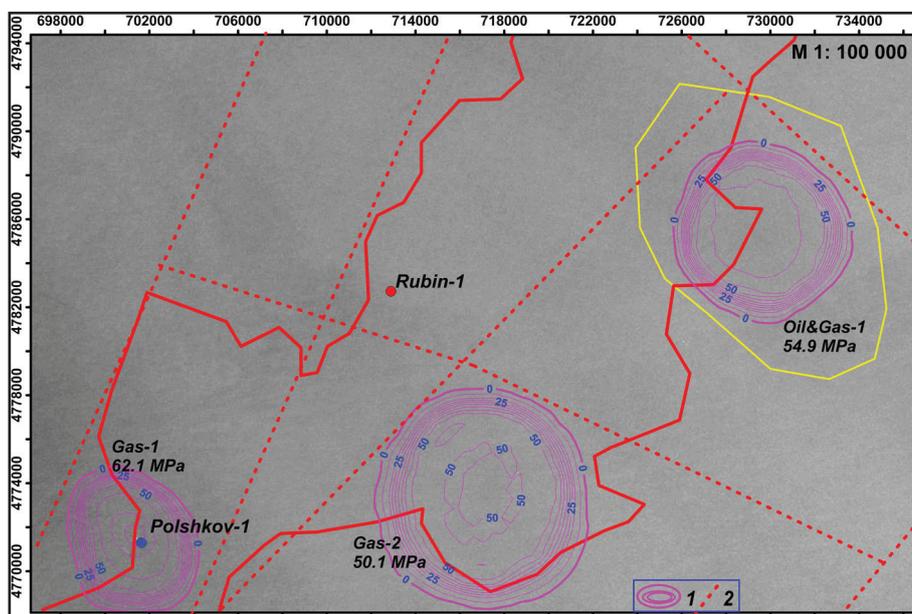


Рис. 6. Карта аномальных зон типа “газ” и “нефть” на спутниковом снимке участка бурения глубокой скважины Rubin-1 в пределах лицензионного блока Хан Аспарух на шельфе Болгарии. Масштаб обработки снимка — 1 : 150 000: 1 – изолинии максимальных значений пластового давления, МПа; 2 – зоны тектонических нарушений по результатам обработки снимка

Это позволяет авторам сделать вывод, что промышленные (коммерческие) притоки УВ в скв. Рубин-1 не будут получены после завершения ее бурения. Более того, имеются также основания для предположения, что скв. Рубин-1 будет сухой!

Поисковый блок Силистар. С юга к западной части блока Хан Аспарух примыкает еще один крупный поисковый блок Силистар. В мае 2015 г. проведена частотно-резонансная обработка спутникового снимка этого блока в рекогносцировочном масштабе 1: 350 000 (рис. 7). В пределах обследованной площади обнаружено и закартировано четыре аномальные зоны типа “нефть + газ” с максимальными значениями пластовых давлений 14,0; 30,0; 32,4 и 32,2 МПа соответственно.

Обнаруженные аномальные зоны заслуживают первоочередного внимания при проведении детальных поисковых работ в пределах этого блока. Отметим, что использованный масштаб обработки снимка очень мелкий. Для более объективной оценки перспектив нефтегазоносности блока Силистар целесообразно провести частотно-резонансную обработку спутниковых снимков этого блока в масштабах 1 : 200 000 — 1 : 150 000.

Участки бурения поисковых скважин в Республике Беларусь. Для демонстрации потенциальных возможностей прямопоисковой технологии неоднократно проводились мониторинговые исследования в пределах участков бурения поисковых скважин. Мониторинговыми их следует считать, поскольку такого рода исследования выполнялись на одной поисковой площадке несколько раз. Подобные исследования осуществлены также на участке бурения глубокой скважины в Припятском прогибе.

При исследованиях на территории Республики Беларусь проводились также поиски каналов вертикальной миграции глубинных флюидов.

Район бурения скважины Предречицкая-1. Скважина пробурена с целью поиска залежей УВ в отложениях межсолевого комплекса и оценки перспектив нефтегазоносности подсолевого и верхнепротерозойского комплексов в пределах Предречицкой межсолевой ловушки. Частотно-резонансная обработка спутниковых снимков участка бурения проводилась в три этапа — в октябре 2013 г., июле 2015 г. и в марте 2016 г.

В октябре 2013 г. разные по площади участки расположения скв. Предречицкая-1 были обработаны в масштабах 1:20 000 и 1:30 000. В районе расположения скважины обнаружена и закартирована аномальная зона типа “газ + конденсат” с максимальным пластовым давлением в 58,0 МПа. В марте 2016 г. было принято решение “поискать” зоны вертикальной миграции в пределах аномальной зоны в районе скважины. Для этого дополнительно проведена частотно-резонансная обработка спутникового снимка участка расположения скважины в масштабе 1:10 000 (рис. 8). В результате целенаправленной работы в пределах закартированной аномалии выделена небольшая локальная зона с относительно высоким пластовым давлением — 118 МПа. Эту локальную зону можно считать каналом вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

Локальные участки в районах расположения обнаруженных в контурах аномальных зон каналов следует считать наиболее перспективными для

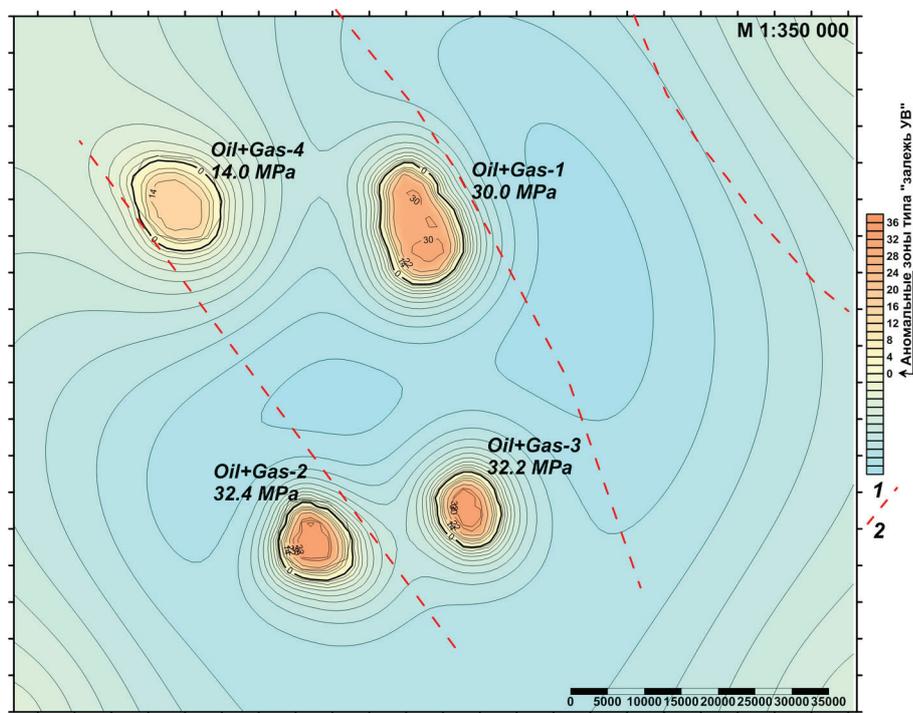


Рис. 7. Карта аномальных зон типа “газ” и “нефть” в пределах поискового блока Силистар на шельфе Болгарии

Fig. 7. Map of geoelectric anomalous zones of “oil and gas deposits” type within the SILISTAR prospecting block on the Bulgaria offshore

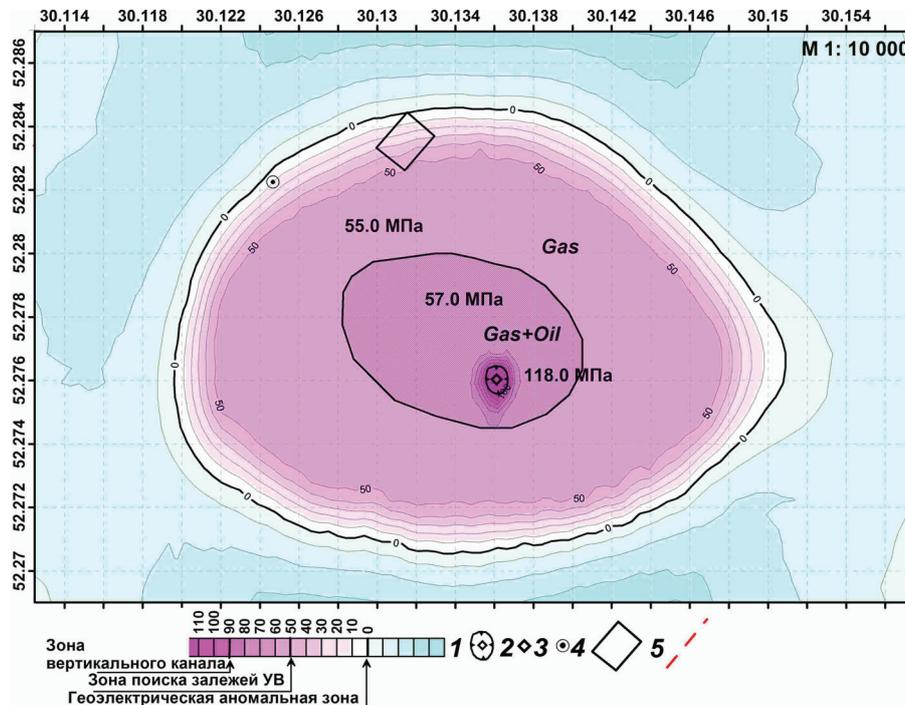


Рис. 8. Аномальная зона типа “залежь углеводородов” на участке бурения глубокой скважины Предречицкая-1, Республика Беларусь по результатам частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ в масштабе 1:10 000: 1 — шкала пластового давления газа, МПа; 2 — зона вертикального канала — 118,0 МПа; 3 — центральная часть вертикального канала; координаты: $x = 30,1361^\circ$, $y = 52,2760^\circ$; 4 — проектная точка вскрытия целевого горизонта (–4950 м); 5 — площадка бурения скважины

Fig. 8. Anomalous zone of the “hydrocarbons deposits” type in the area of Predrechitskaya-1 deep well drilling; Republic of Belarus based on the frequency-resonance analysis of remote sensing data in the scale of 1: 10 000: 1 — scale of gas pressure in collectors, MPa; 2 — vertical channel area: 118.0 MPa; 3 — central part of the vertical channel: coordinates: $x = 30.1361^\circ$, $y = 52.2760^\circ$; 4 — point of the target horizon opening (–4950 m); 5 — site of well drilling

детального изучения геофизическими методами и расположения скважин.

Нефтяное месторождение Угольское. Информация об открытии месторождения появилась в начале января 2017 г. В этом же месяце спутниковый снимок участка расположения открытого месторождения был обработан в относительно крупном масштабе — 1 : 20 000 (рис. 9). Основная задача проведенных работ — обнаружение в пределах месторождения вертикального канала миграции глубинных флюидов.

В результате обработки снимка на обследованной площади обнаружено и закартировано четыре аномальные зоны типа “нефть”. Аномальная зона “Oil-1” выявлена в районе нового месторождения (рис. 9). В ее пределах зафиксирована небольшая локальная зона с максимальным значением пластового давления 135 МПа. Эта зона является вертикальным каналом миграции глубинных флюидов. В ее окрестностях целесообразно бурить вторую разведочную скважину Угольская-2. Могут быть получены более высокие притоки нефти [1].

Дополнительно в точке бурения проведено сканирование разреза в интервале глубин 4800–5250 м. В процессе сканирования оценивалось давление в пластах. Получены следующие результаты: а) 4833–4834 м, нефть, $H = 1$ м, $P = 48,5$ МПа; б) 4941–4951 м, нефть, $H = 10$ м, $P =$

$= 59,0$ МПа; в) 5002–5010 м, нефть, $H = 8$ м, $P = 59,0$ МПа; г) 5010–5021 м, вода; д) 5030–5038 м, нефть, $H = 8$ м, $P = 59,6$ МПа; е) 5162–5173 м,

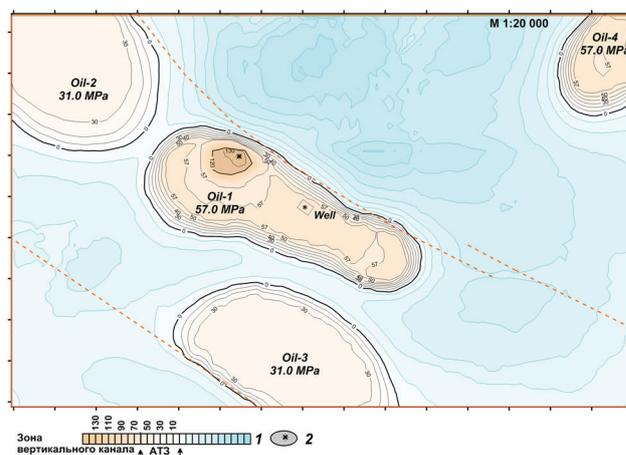


Рис. 9. Карта аномальных зон типа “нефть” в районе нефтяного месторождения Угольское, Республика Беларусь (по данным частотно-резонансного анализа спутниковых снимков): 1 — шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 — зона прогнозируемого вертикального канала с максимальным значением пластового давления 135 МПа

Fig. 9. Map of the anomalous zones of the “Oil” type in the area of Ugolskoye oilfield, Republic of Belarus (according to the frequency-resonance analysis of satellite images): 1 — scale of the maximum values of reservoir pressure, MPa; 2 — area of the projected vertical channel location with a maximum reservoir pressure of 135 MPa

нефть, $H = 11$ м, $P = 60,3$ МПа; ж) 5225–5228 м, вода+нефть. Выше указаны глубины от земной поверхности.

В пределах обследованной площади оперативно можно: 1) проследить по данным сканирования установленного бурением продуктивного горизонта (горизонтов) точку бурения скв. Угольская-2; 2) обработать снимок участка расположения аномальной зоны “Oil-1” в более крупном масштабе; 3) проследить продуктивный горизонт (горизонты) по площади всей аномалии, рассчитать объем коллекторов и оценить ресурсы нефти в них.

Основные выводы и рекомендации. Результаты оперативно проведенных экспериментальных исследований на участках бурения поисковых скважин позволяют констатировать следующее.

1. Закартированная над газовым месторождением Zohr аномальная зона вполне удовлетворительно коррелирует со структурной картой участка. Аномалия не покрывает всю структуру полностью и несколько сдвинута по отношению к ней на северо-запад (см. рис. 1). Пробуренная скважина Zohr 1X NFW была заложена в центре структуры; в аномальной зоне она расположена на краю.

2. Вполне прогнозируемые материалы получены по результатам обработки спутникового снимка локального участка в районе пробуренной скв. Kg 70-1 (см. рис. 2). Отметим, что в пределах крупного блока Nemed в глубоководной части Средиземного моря пробурено 9 скважин, в которых промышленные притоки УВ не получены. Скважина Zohr 1X NFW [11] является десятой в данном блоке и первой продуктивной. Закартированная на участке аномалия расположена восточнее пробуренной скважины. В контурах этой аномалии получены оценки пластового давления флюидов в четырех интервалах разреза и обнаружена локальная зона вертикальной миграции флюидов, в пределах которой пластовое давление оценено в 141 МПа.

3. На локальном участке бурения поисковой скважины “Onisiforos West-1” обнаружена аномальная зона типа “газ”, а вертикальным сканированием разреза возле скважины выделено семь АПП типа “газ”. Эти результаты повысили вероятность обнаружения в скв. “Onisiforos West-1” скоплений (залежей) газа. Однако ввиду минимального объема выполненных исследований авторы не смогли сделать однозначный вывод о коммерческих объемах этих скоплений.

По предварительным результатам бурения в скважине обнаружены непромышленные запасы газа.

4. На обследованной площади расположения структуры Minoas выявлена относительно крупная аномальная зона типа “нефть + газ” (см. рис. 4). Максимальное пластовое давление флюидов в ее пределах оценено в 25,5 МПа. Полученные

результаты свидетельствуют о целесообразности проведения на этом участке детальных поисковых работ.

5. В районе бурения поисковой скважины Полшков-1 в пределах блока Хан Аспарух закартирована аномальная зона “Gas-1” площадью 36 км² (см. рис. 6). Максимальные оценки пластового давления в пределах аномалии составили 62,1 МПа. Обратим внимание на то, что скв. Полшков-1 расположена практически в центре закартированной аномальной зоны. В 2 км на северо-северо-запад от местоположения скважины обнаружен и локализован вертикальный канал миграции глубинных флюидов (УВ). Максимальное пластовое давление внутри вертикального канала оценено в 95,0 МПа. В районе расположения самой скважины зафиксированы также аномальные отклики на резонансных частотах нефти.

6. В процессе частотно-резонансной обработки снимка локального участка расположения скв. Рубин-1 (рис. 6) аномальные отклики на резонансных частотах нефти, газа и газоконденсата не обнаружены. Это дает возможность сделать вывод, что промышленные (коммерческие) притоки УВ в скв. Рубин-1 не будут получены после завершения ее бурения.

7. В пределах крупного поискового блока Силистар обнаружено четыре аномальные зоны типа “нефть + газ” с максимальным пластовым давлением 14,0; 30,0; 32,4 и 32,2 МПа соответственно (см. рис. 7). Эти аномалии заслуживают первоочередного внимания при проведении детальных поисковых работ в пределах этого блока.

8. В районе расположения глубокой скважины Предречицкая-1 закартирована аномальная зона типа “газ + нефть” с максимальным пластовым давлением в 58,0 МПа. В пределах аномалии обнаружен канал вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе) с относительно высоким пластовым давлением — 118 МПа (см. рис. 8).

В скв. Предречицкая-1 не получены промышленные притоки УВ. Из рис. 8 следует, что она расположена на краю аномальной зоны.

9. В районе нового нефтяного месторождения Угольское обнаружена аномальная зона “Oil-1” (см. рис. 9) с максимальным пластовым давлением 57 МПа. В пределах зоны локализован канал вертикальной миграции глубинных флюидов с максимальным пластовым давлением 135 МПа.

Обсуждение результатов. Некоторые из затронутых ниже вопросов и проблем уже анализировались авторами в аналогичных разделах других статей, например [9–13, 21, 22]. Вместе с тем еще раз обратим внимание на следующее.

1. Прежде всего акцентируем внимание на том, что проведенные экспериментальные исследова-

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

2. Выше представлены только результаты частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ. Практический опыт применения этого метода свидетельствует, что его детальность и информативность могут быть существенно повышены при декодировании спутниковых снимков в более крупном масштабе. В этом случае на обследованных участках дополнительно могут быть обнаружены небольшие по площади перспективные объекты. Обработку спутниковых снимков в крупном масштабе необходимо проводить в обязательном порядке на детализационных этапах работ и в первую очередь при определении оптимальных мест заложения поисковых скважин.

3. При проведении поисковых работ используются: а) координаты площади исследования; б) тип поискового вещества (нефть, газ, газоконденсат) и его образцы; в) координаты эталонных скважин, расположенных вблизи района проведения работ (сухие и продуктивные скважины), а также литологические колонки по ним; г) приближенные интервалы глубин залегания поисковых объектов. Если перечисленные данные представлены, то у исполнителей есть возможность выполнить процедуру эталонирования, которая позволяет более точно определить резонансные частоты, по которым в дальнейшем осуществляется поиск целевых объектов в данном регионе. Процесс эталонирования также существенно увеличивает достоверность (точность) результатов работ.

При выполнении описанных выше исследований перечисленные исходные данные отсутствовали, и обработка снимков проводилась без этапа эталонирования. В этой ситуации обследование всех участков выполнялась с использованием общих (среднестатистических) резонансных частот для нефтяных и газовых месторождений.

4. Оперативная обработка спутниковых снимков участков поисков УВ и бурения скважин позволяет получить новую (дополнительную) и, главное, независимую информацию, которая вместе с имеющимися геолого-геофизическими материалами дает возможность сформировать более полное представление о перспективах их нефгазоносности. Независимый характер этой информации обуслов-

лен также тем обстоятельством, что она может быть получена без привлечения имеющихся материалов геолого-геофизических исследований прошлых лет.

Дополнительная отличительная особенность таких данных — их можно считать “прямыми признаками нефте- и газоносности” обследованных участков. Полученные материалы более определенно указывают на наличие скоплений нефти и газа в разрезе, более конкретно очерчивают участки поисков залежей, а также существенно сужают области оптимального заложения поисковых скважин.

5. Выявленные частотно-резонансным методом обработки данных ДЗЗ аномальные зоны могут быть детализированы геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ [7, 21, 22]. Мобильные методы СКИП и ВЭРЗ позволяют оперативно локализовать (сузить) участки заложения поисковых и эксплуатационных скважин и оценить глубины залегания, мощности прогнозируемых залежей в разрезе, а также их пластовые давления. Результаты работ методом ВЭРЗ по сети профилей позволяют рассчитать площади распространения продуктивных горизонтов, их объемы, а также оценить приближенно потенциальные ресурсы нефти и газа в пределах отдельных аномальных зон. Данные геоэлектрических исследований по точности и детальности превосходят результаты обработки данных ДЗЗ.

6. В последнее время при выполнении исследований с использованием частотно-резонансного метода обработки спутниковых снимков стали активно применять процедуру вертикального сканирования геологического разреза. Эта методика позволяет оценивать глубины залегания и мощности АПП типа “залежь УВ”, а также пластовые давления в отдельных АПП. Методика сканирования использовалась при проведении исследований в районе пробуренной скважины “Onisiforos West-1”, а также на месторождении Угольское.

7. Практически на всех участках обследования осуществлялись поиски каналов вертикальной миграции глубинных флюидов с использованием разработанной и апробированной методики, описанной в статьях [12, 22]. Такие каналы (локальные участки с очень высоким пластовым давлением) обнаружены в пределах многих зартированных аномальных зон. Согласно данным работы [1], в скважинах, пробуренных в окрестностях каналов миграции, могут быть получены повышенные притоки УВ. Вместе с тем каналы вертикальной миграции являются весомым аргументом в пользу глубинного, эндогенного, синтеза УВ. Один из возможных механизмов формирования скоплений УВ глубинного генезиса описан в работе [4].

8. В настоящее время в большинстве случаев скважины закладываются по результатам сейсмических исследований в центральных частях

обнаруженных и закартированных антиклинальных структур. В статье [3], на которую авторы неоднократно ссылаются в своих публикациях, показано, что структурный (антиклинальный) принцип заложения скважин не оправдал себя в Западной Сибири. Следуя за В.А. Карповым [3], мы также видим, что данный принцип не оправдывает себя и в Средиземном море (только десятая скважина в глубоководной части оказалась продуктивной).

Результаты обработки спутникового снимка участка расположения скв. Кг 70-1 (см. рис. 2) еще раз демонстрируют, что перспективные на обнаружение промышленных скоплений УВ объекты (аномальные зоны) могут располагаться не в центре обнаруженных структур.

Можно также предполагать, что и все другие скважины, пробуренные в глубоководной части Средиземного моря, закладывались в центральных частях антиклинальных структур. С учетом изложенного выше есть все основания утверждать, что отрицательные результаты бурения не могут быть окончательным вердиктом в пользу бесперспективности разбуренных структур. Целесообразно провести оперативно обработку спутниковых участков расположения разбуренных структур с целью обнаружения и картирования аномальных зон типа “нефть + газ”. Такие работы не требуют значительных затрат времени и финансовых ресурсов. В случае обнаружения на участках отдельных структур аномальных зон их последующее разбуривание может осуществляться без дополнительного геолого-геофизического изучения – эти структуры уже подготовлены к бурению.

9. На сайте [28] приводится следующая информация. Блок 1-21 Хан Аспарух расположен в пределах глубоководного шельфа в болгарском секторе Черного моря и занимает площадь 14 220 км² с толщей воды до 2200 м. Компания Total выиграла тендер на поиски и разведку нефти и газа в пределах блока в 2012 г. По условиям контракта компания обязалась инвестировать более 1,0 млрд евро (1,19 млрд дол. США) в процесс разведки газа, а Болгария должна получить 40 млн евро в виде бонусных платежей от сделки. В апреле 2017 г. болгарское правительство на 135 дней продлило разрешение компаниям Total, австрийской OMV и испанской Repsol на разведку нефти и газа на блоке Хан Аспарух.

В январе 2014 г. три компании завершили 210-дневные сейсморазведочные работы 3D на площади 7740 км² в пределах блока. Эти работы проведены после сейсмических исследований 2D в объеме 3000 пог. км, которые были завершены в октябре 2013 г.

В мае 2016 г. компании Total, OMV и Repsol начали бурение скв. Полшков-1 на нефть и газ на блоке Хан Аспарух. В октябре 2016 г. компания Total заявила, что обнаружила нефть. 25 сентября Total E&P Bulgaria объявила о начале глубоковод-

ного бурения второй скважины (Рубин-1) на блоке Хан Аспарух. Ожидается, что буровые работы будут завершены к началу 2018 г.

10. К изложенному выше добавим, что приведенные в статье выводы о перспективах обнаружения скоплений УВ скв. Рубин-1 были сделаны после выполнения детальной частотно-резонансной обработки спутникового снимка участка ее расположения в начале октября 2017 г. Однако для авторов стало ясно, что скважина заложена в бесперспективной зоне после появления информации о ее расположении в 14 км на северо-восток от первой пробуренной скважины Полшков-1. На карте аномальных зон, построенной по результатам частотно-резонансной обработки спутникового снимка этого района в масштабе 1:150 000, аномальные зоны типа “нефть”, “газ”, “газоконденсат” на участке бурения отсутствовали.

Можно предположить, что после завершения бурения скв. Рубин-1 события будут развиваться по следующему сценарию. Компания-оператор блока Хан Аспарух не станет продлевать лицензию (разрешение) на геологическое изучение и освоение нефтегазового потенциала блока. И вполне понятно почему – потрачены громадные средства на проведение сейсмических исследований и бурение двух поисковых скважин. Образно это можно сформулировать так: нефтяные компании заплатили Болгарии 40 млн евро, чтобы впустую потратить на блоке Хан Аспарух 1,0 млрд. евро! Единственный положительный аспект в этой ситуации – получили заказы и, естественно, прибыль геофизические компании, которые выполняли сейсмические исследования 2D и 3D, а также компания-владелец бурового судна.

11. Во многих публикациях приводятся конкретные цифры финансовых затрат на приобретение лицензий на тендерах, геолого-геофизическое опосредованное лицензионных блоков и площадей и бурение скважин. Эти цифры, как и приведенные выше для блока Хан Аспарух, огромны! Во многих случаях результаты бурения оказываются отрицательными – компаниям или отдельным инвесторам приходится отказываться от дальнейшего изучения и освоения углеводородных ресурсов в пределах приобретенных лицензионных блоков.

Казалось бы, что в этой ситуации для повышения показателя успешности бурения использование оперативных, мобильных и малозатратных “прямых” методов поисков и разведки скоплений УВ нет альтернативы. Но на самом деле это совсем не так. В подавляющем большинстве случаев крупные нефтегазовые и сервисные компании на инновационные технологии не обращают внимания. И даже не принимают во внимание уже имеющиеся материалы по отработанным площадям и участкам, переданные на безвозмездной основе.

Такое отношение к инновационным технологиям – следствие господствующего стереотипа

мышления: только традиционные геофизические методы (прежде всего сейсмический) дают возможность наиболее эффективно (процент успешности бурения в среднем — 30 % [2]!) решить задачи поисков и разведки промышленных скоплений нефти и газа в пределах новых поисковых площадей и блоков. В сложившейся ситуации авторам не остается другого выхода, кроме как и дальше конкретными примерами решения различных нефтепоисковых задач демонстрировать потенциальные возможности и преимущества прямопоисковых технологий. А основания для этого достаточно весомые — даже повышение показателя успешности бурения в 2 раза может привести к существенному ускорению и оптимизации геолого-разведочного процесса на нефть и газ в целом.

Заключение. Приведенные выше результаты оценки перспектив нефтегазоносности ряда площадей и участков с использованием метода частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ (спутниковых снимков) в очередной раз демонстрируют целесообразность более широкого применения мобильных прямопоисковых технологий в геолого-разведочном процессе на нефть и газ, в том числе на этапах выбора оптимальных мест для заложения поисковых и разведочных скважин.

Если учесть, что материальные (финансовые) и временные затраты на получение новой (дополнительной) информации с помощью мобильных технологий несопоставимы с затратами (временными и финансовыми) на геолого-геофизическое изучение поисковых участков традиционными геофизическими методами, то не следует ставить под сомнение целесообразность целенаправленного практического применения прямопоисковых методов.

Напомним, что традиционные (классические) методы геофизических исследований не обеспечивают (не гарантируют) высокий процент успешности бурения. На эту “реальность” необходимо обращать должное внимание. Такое положение дел с бурением не дает права менеджменту и техническим специалистам сервисных и нефтяных компаний принимать материалы традиционных (прежде всего сейсмических) исследований в качестве истины в последней инстанции. В противном случае, в ближайшем будущем надеждам на ускорение и оптимизацию геолого-разведочного процесса на нефть и газ не суждено сбыться.

Результатами проведенных экспериментальных исследований демонстрационного характера наглядно показаны потенциальные возможности мобильных и прямопоисковых методов при проведении в сжатые сроки рекогносцировочного обследования локальных участков и крупных поисковых блоков. Апробированная технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ может использоваться для предварительной оценки перспектив нефтегазоносности крупных по площа-

ди (и труднодоступных) нефтегазоносных территорий. Применение этой технологии может принести значительный эффект и при поисках скоплений УВ в нетрадиционных коллекторах (в том числе в районах распространения сланцев, пород баженовской свиты, угленосных формаций). Мобильная технология также может найти применение при исследованиях слабоизученных участков и блоков в пределах известных нефте- и газоносных бассейнов.

Список библиографических ссылок

1. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосоли-тоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 344 с.
2. Запивалов Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти. *Георесурсы*. 2013. № 3(53). С. 3 — 5
3. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2012. № 3. С. 2 — 6.
4. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса. *Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева*. 1986. Т. 31, № 5. С. 581 — 586.
5. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков. *Геоинформатика*. 2010. № 3. С. 22 — 43.
6. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения. *Геоинформатика*. 2011. № 2. С. 19 — 35.
7. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. *Геофизический журнал*. 2012. Т. 34, № 4. С. 167 — 176.
8. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Практические результаты применения оперативных дистанционных и мобильных геоэлектрических методов для нефтегазопроисковых работ. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2012. № 1. С. 66 — 87.
9. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Оперативная оценка ресурсов углеводородов в пределах поисковых площадей и отдельных структур на шельфе методом частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ. *Геоинформатика*. 2015. № 1. С. 5 — 26.
10. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Мобильные технологии прямых поисков нефти и газа: о целесообразности их дополнительного применения при выборе мест заложения скважин. *Геоинформатика*. 2015. № 3. С. 5 — 30.
11. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Оперативная оценка перспектив нефте-

- газоносности участка в районе газового месторождения Zohr на шельфе Египта в Средиземном море частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ *Геоинформатика*. 2015. № 4. С. 5 — 16.
12. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н., Прилуков В.В. Мобильные прямопоисковые технологии: факты обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции флюидов — дополнительные свидетельства в пользу глубинного синтеза углеводородов. *Геоинформатика*. 2016. № 2. С. 5 — 23.
 13. Левашов С.П., Батырова Б.Х., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Применение частотно-резонансного метода обработки данных ДЗЗ в детализационном режиме для оценки нефтегазоносности локального поискового участка. *Геоинформатика*. 2017. № 1. С. 5 — 18.
 14. Рачинский М.З. Южно-Каспийский бассейн: геологические аспекты перспектив, оценка углеводородного потенциала стратегия поисков месторождений нефти и газа. ГЕОФИЗИКА XXI СТОЛЕТИЯ: 2007 год. Сборник трудов Девятого геофизического чтения имени В.В. Федынского» (1–3 марта 2007 г., Москва). — Тверь: ООО “Издательство ГЕРС”, 2008. С.282 — 304.
 15. Русаков О.М., Кутас Р.И. Фата-моргана биогенной доктрины углеводородов в Черном море. *Геофизический журнал*. 2014. Т. 36, № 2. С. 3 — 17.
 16. Conophagos E., Lygeros N., Foscolos A. PGS shows a Giant target-reserve south of Crete. [<http://www.lygeros.org/articles.php?n=21015&l=en>]
 17. 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, V.32, no. 11, p. 105 — 110.
 18. Hodgson Neil, Intawong A. Derisking deep-water Namibia. *First Break*. 2013. V. 31, 12. p. 91 — 96.
 19. <http://www.cyprusprofile.com/en/articles/view/energy-giants-upbeat-over-block-11-prospects>
 20. <http://www.leptosestates.com/news/leptos-cyprus-news/Drilling-Ship>.
 21. Levashov S., Yakymchuk N., Korchagin I. On the Possibility of Using Mobile and Direct -Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union, p.209 — 236.
 22. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. and Bozhezha D.N. Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. *NCGT Journal*. 2017. V. 5, no. 1, p. 48 — 91. www.ncgt.org
 23. Levashov S., Yakymchuk N., Korchagin I., Bozhezha D. Operative assessment of the oil and gas potential of “Onisiforos West-1” well drilling site in the Mediterranean sea by frequency-resonance method of satellite images processing. Materials of the Third International Scientific Conference “Actual Problems of Geomedium and Sounding Systems” (Subbotin Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine, October 3-5 ,2017). К.: Талком, 2017. — P. 74. [<http://www.igph.kiev.ua/Conferences/rus/materials.pdf>].
 24. Norway looks forward to continuing offshore fortunes. *First Break*, 2013 V.31, no. 2, p. 26.
 25. Poor exploration results could blight UK’s offshore progress, Wood Mackenzie report suggests. *First Break*. 2013. V.31, no. 2, p. 28.
 26. Start of drilling Rubin-1 well on Han Asparuh Block in Bulgaria’s Black Sea [<http://bg.total.com/en/home/media/list-news/start-drilling-rubin-1-well-han-asparuh-block-bulgarias-black-sea>].
 27. Total advances exploration activities in Block Han Asparuh [<http://bg.total.com/en/total-advances-exploration-activities-block-han-asparuh>].
 28. Total’s Bulgarian unit starts second drilling for oil, gas in Black Sea [<https://seenews.com/news/totals-bulgarian-unit-starts-second-drilling-for-oil-gas-in-black-sea-584607>].
 29. Wrigley R., Intawong A., Rodriguez K. Ireland Atlantic Margin: a new era in a frontier basin. *First Break*. 2014, V. 32, no. 12, p. 95 — 100.
 30. Rajnauth J., Boodoo C. Trinidad and Tobago’s First Deepwater Drilling Campaign. *The West Indian Journal of Engineering*. 2013. Vol. 35, no. 2, pp.4 — 14.
 31. Yakymchuk, N.A., Levashov, S.P., Korchagin, I.N., Bozhezha, D.N. (2015, March 23). Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25578-MS [<https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS>].

Поступила в редакцию 26.10.2017 г.

ПРО ДОЦІЛЬНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ МОБІЛЬНИХ ПРЯМОПОШУКОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ ПРИ ВИБОРІ МІСЦЬ ЗАКЛАДЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ

С.П. Левашов^{1,2}, М.А. Якимчук^{1,2}, І.М. Корчагін³, А.І. Самсонов¹, Д.М. Божежа²

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

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

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

Проаналізовано результати застосування прямопошукової технології частотно-резонансної обробки супутникових знімків для оперативного оцінювання перспектив нафтогазоносності окремих структур, а також локальних ділянок буріння пошукових свердловин. Дослідження з використанням цієї мобільної технології проведено у Середземному і Чорному морях, а також у Прип'ятському прогині. В межах обстежених структур і ділянок пробурено свердловини, одна з яких перебувала в процесі буріння. У Середземному морі над газовим родовищем Zohr закартовано аномальну зону, яка задовільно корелюється зі структурною картою ділянки. На схід від непродуктивної свердловини Кг 70-1 виявлено аномалію, в межах якої локалізовано канал вертикальної міграції флюїдів із тиском 141 МПа. На ділянці буріння свердловини "Onisiforos West-1" зафіксовано аномальну зону типу "газ", а вертикальним скануванням розрізу біля свердловини виділено сім аномально поляризованих пластів типу "газ". Ці результати підвищили ймовірність виявлення у свердловині "Onisiforos West-1" покладів газу. На площі розміщення структури Міноас закартовано велику аномальну зону типу "нафта + газ". У Чорному морі, в районі буріння св. Полшков-1 у межах блока Хан Аспарух, виявлено аномальну зону типу "газ" площею 36 км² і канал вертикальної міграції із тиском 95 МПа. На ділянці буріння св. Рубін-1 аномальні відгуки на резонансних частотах нафти, газу і газоконденсату не виявлено; промислові припливи вуглеводнів у цій свердловині не будуть отримані після завершення її буріння. В межах великого блока Сілістар виявлено чотири аномальні зони типу "нафта + газ". Глибока свердловина Передречіцька-1 у Прип'ятському прогині розташована на краю закартованої аномалії, промислові припливи вуглеводнів у ній не отримано. Над нафтовим родовищем Угольське зафіксовано аномалію, в межах якої локалізовано канал вертикальної міграції флюїдів з тиском 135 МПа. Аномальні зони, які виявлено прямопошуковим методом, можна вважати проєкціями контурів скупчень вуглеводнів у розрізі на земну поверхню. Цю оперативну і додаткову інформацію можна використовувати для наближеного оцінювання ресурсів вуглеводнів у межах обстежених ділянок і структур. Результати експериментальних досліджень засвідчують доцільність застосування прямопошукових технологій для локалізації оптимальних ділянок буріння пошукових свердловин. Підвищення показника успішності буріння може сприяти істотному прискоренню та оптимізації геологорозвідувального процесу на нафту і газ у цілому.

Ключові слова: мобільна технологія, аномалія типу "поклад", "нафта", "газ", "газоконденсат", шельф, розломна зона, супутникові дані, прямі пошуки, обробка даних дистанційного зондування Землі, інтерпретація.

ABOUT THE FEASIBILITY OF THE MOBILE DIRECT-PROSPECTING TECHNOLOGIES APPLICATION FOR THE SITES OF WELLS FOR OIL AND GAS LOCATION

S.P. Levashov^{1,2}, A.I. Samsonov¹, N.A. Yakymchuk^{1,2}, I.N. Korchagin³, D.N. Bozhezha²

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

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

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

Purpose. The aim of the paper is to suggest additional study on using the direct-prospecting technology of remote sensing data (satellite images) frequency resonance processing for operative assessment of the oil and gas potential of individual structures and local sites in order to select the optimal locations for the prospecting wells drilling. Experimental studies of demonstration character were conducted using this mobile technology in the eastern Mediterranean, in the economic zone of Bulgaria in the Black Sea, and in the Pripyat trough of the Republic of Belarus. Wells were drilled within the surveyed structures and areas, one of which was in the process of drilling.

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

Findings. In the Mediterranean, an anomalous zone is mapped over the Zohr gas field, which is quite satisfactorily correlated with the structural map of the site. To the east of the unproductive Kg 70-1 well, an anomaly was discovered, within which a channel of vertical fluid migration with the pressure of 141.0 MPa is located. On the drilling site of the “Onisiforos West-1” well, an anomalous zone of the “gas” type was discovered, and seven anomalous polarized layers of the “gas” type were identified by the vertical scanning of the cross-section near the well. These results increased the probability of finding gas deposits in the “Onisiforos West-1” well. A large anomalous zone of the “oil and gas” type is mapped on the area of the MINOAS structure. In the Black Sea, an anomalous zone of the “gas” type with an area of 36 km² and a channel of fluid vertical migration with a pressure of 95.0 MPa were found on the area of the “Polshkov-1” well drilling within the Khan Asparuh block. At the drilling site of the “Rubin-1” well, anomalous responses at the resonant frequencies of oil, gas and gas condensate were not detected; industrial (commercial) inflows of hydrocarbons in this well will not be received after the completion of its drilling. Within the large block of Silistar, four anomalous zones of the “oil+gas” type were discovered, which deserve priority while carrying out detailed prospecting works. The “Predrechitskaya-1” deep well in the Pripyat trough is located at the edge of the mapped anomalous zone and industrial inflows of hydrocarbons in it have not been obtained. Above the Ugolskoye oil deposit an anomaly has been discovered, within which the channel of deep fluids vertical migration with a pressure of 135 MPa is localized.

Practical value /implications. The anomalous zones discovered by the direct-prospecting method can be regarded as projections of the hydrocarbon accumulations contours in a cross-section on the day surface. This operative and supplementary information can be used to approximately access the hydrocarbon resources within the surveyed areas and structures. The results of the performed experimental studies testify to the expediency of using the direct-prospecting technologies in localizing optimal drilling sites for prospecting wells. An increase in the drilling success rate can lead to a significant acceleration and optimization of the geological exploration process for oil and gas in general.

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

References:

1. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Geosolitonny: funktsional'naya sistema Zemli, kontseptsiya razvedki i razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Tyumen': Vektor Buk, 2003, 344 p. [in Russian].
2. Zapivalov N.P. Geological and Ecological Risks in Exploration and Production of Oil. *Georesursy*, 2013, no. 3, pp. 3-5 [in Russian].
3. Karpov V.A. State and prospects of oil and gas exploration activity in West Siberia. *Oil and gas geology*, 2012, no. 3, pp. 2-6 [in Russian].
4. Krayushkin V.A. Mestorozhdeniya nefi i gaza glubinnogo genezisa. *Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva*, 1986, vol. 31, no. 5, pp. 581-586 [in Russian].
5. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. New possibilities for the oil-and-gas prospects operative estimation of exploratory areas, difficult of access and remote territories, license blocks. *Geoinformatika*, 2010, no. 3, pp. 22-43 [in Russian].
6. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Assessment of relative values of reservoir pressure of fluids in collectors: results of conducted experiments and prospects of practical application. *Geoinformatika*, 2011, no. 2, pp. 19-35 [in Russian].
7. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Frequency-resonance principle, mobile geoelectric technology: new paradigm of geophysical investigations. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2012, vol. 34, no. 4, pp. 166-176 [in Russian].
8. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Practical results of the operative remote and mobile geoelectric methods application for oil and gas exploration. *Geology and mineral resources of the World Ocean*, 2012, no. 1, pp. 66-87 [in Russian].
9. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. 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. *Geoinformatika*, 2015, no. 1, pp. 5-26 [in Russian].
10. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile technologies of direct prospecting for oil and gas: feasibility of their additional application in selecting sites of well drilling. *Geoinformatika*, 2015, no. 3, pp. 5-30 [in Russian].
11. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Operative assessment of hydrocarbon potential of area in region of Zohr gas field on the Egypt offshore in the Mediterranean Sea by the frequency-resonance method of remote sensing data processing and interpretation. *Geoinformatika*, 2015, no. 4, pp. 5-16 [in Russian].
12. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N., Prylukov V.V. Mobile direct-prospecting technology: facts of channels detection and localization of fluids vertical migration — additional evidence for deep hydrocarbon synthesis. *Geoinformatika*, 2016, no. 2, pp. 5-23 [in Russian].
13. Levashov S.P., Batyrova B.Kh., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Application of frequency-resonance method of remote sensing data processing in detailed mode for petroleum potential evaluation of local exploration block. *Geoinformatika*, 2017, no. 1, pp. 5-18 [in Russian].
14. Raczynskiy M.Z. Juzhno-Kaspijskiy bassejn: geologicheskie aspekty perspektiv, ocenka uglevodorodnogo potentsiala strategija poiskov mestorozhdenij nefi 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: GERS Publishing, 2008, pp. 282-304.
15. 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.
 16. Conophagos E., Lygeros N., Foscolos A. PGS shows a Giant target-reserve south of Crete. <http://www.lygeros.org/articles.php?n=21015&l=en>
 17. 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, v. 32, no. 11, p. 105-110.
 18. Hodgson Neil, Intawong A. Derisking deep-water Namibia. *First Break*, 2013, v. 31, 12, p. 91-96.
 19. <http://www.cyprusprofile.com/en/articles/view/energy-giants-upbeat-over-block-11-prospects>
 20. <http://www.leptosestates.com/news/leptos-cyprus-news/Drilling-Ship>
 21. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. (2017b), On the Possibility of Using Mobile and Direct -Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil -Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. Said Gaci and Olga Hachay Editors. April 2017, American Geophysical Union. p. 209-236.
 22. Levashov, S.P., Yakymchuk, N.A., Korchagin, I.N. and Bozhezha, D.N., 2017. Application of mobile and direct-prospecting technology of remote sensing data frequency-resonance processing for the vertical channels of deep fluids migration detection. *NCGT Journal*, v. 5, no. 1, March 2017, p. 48-91. www.ncgt.org
 23. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, Korchagin Ignat, Bozhezha Dmitriy. Operative assessment of the oil and gas potential of "Onisiforos West-1" well drilling site in the Mediterranean sea by frequency-resonance method of satellite images processing. Materials of the Third International Scientific Conference "Actual Problems of Geomedium and Sounding Systems" (Subbotin Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine, October 3–5, 2017). K.: Талком, 2017. – P. 74. <http://www.igph.kiev.ua/Conferences/rus/materials.pdf>
 24. Norway looks forward to continuing offshore fortunes. *First Break*, 2013 v.31, no. 2, p. 26.
 25. Poor exploration results could blight UK's offshore progress, Wood Mackenzie report suggests. *First Break*, 2013 v.31, no. 2, p. 28.
 26. Start of drilling Rubin-1 well on Han Asparuh Block in Bulgaria's Black Sea. <http://bg.total.com/en/home/media/list-news/start-drilling-rubin-1-well-han-asparuh-block-bulgarias-black-sea>
 27. Total advances exploration activities in Block Han Asparuh. <http://bg.total.com/en/total-advances-exploration-activities-block-han-asparuh>
 28. Total's Bulgarian unit starts second drilling for oil, gas in Black Sea. <https://seenews.com/news/totals-bulgarian-unit-starts-second-drilling-for-oil-gas-in-black-sea-584607>
 29. Wrigley R., Intawong A and Rodriguez K. Ireland Atlantic Margin: a new era in a frontier basin. *First Break*, 2014, v. 32, no. 12, p. 95-100.
 30. Rajnauth J. and Boodoo C. Trinidad and Tobago's First Deepwater Drilling Campaign. *The West Indian Journal of Engineering*. 2013, vol.35, no.2, pp.4-14.
 31. Yakymchuk, N. A., Levashov, S. P., Korchagin, I. N., & Bozhezha, D. N. (2015, March 23). Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25578-MS. <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS>

Received 26/10/2017