

doi: <https://doi.org/10.15407/gpimo2018.03.081>

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

¹ Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев

² Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле при ИГН НАН Украины, г. Киев

³ Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев

МОБИЛЬНЫЕ ПРЯМОПОИСКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА В МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ

Анализируются результаты применения мобильных прямопоисковых методов для оценки перспектив нефтегазоносности локального участка в переходной зоне суша-море, а также поисковых блоков на шельфе в различных регионах земного шара. Экспериментальные исследования проведены с использованием частотно-резонансного метода обработки спутниковых снимков (первый и второй этапы) и геоэлектрических методов становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) (третий этап). По результатам обработки спутниковых снимков на обследованных участках выделены аномальные зоны типа «залежь УВ» для проведения детальных исследований. Определены оптимальные места для заложения поисковой скважины. Проведенные исследования демонстрируют работоспособность и эффективность прямопоисковой технологии (частотно-резонансного метода обработки спутниковых снимков и геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ) при поисках скоплений УВ в акваториях шельфа, а также в транзитных зонах суша-море.

Ключевые слова: *мобильная технология, шельф, аномалия типа «залежь», нефть, газ, детализация, полевые работы, геоэлектрические методы, спутниковые данные, прямые поиски, обработка данных ДЗЗ, интерпретация*

Введение

Падение цен на нефть сделало для нефтяных компаний различного ранга достаточно актуальной проблему ускорения и оптимизации процесса поисков и разведки промышленных скоплений нефти и газа в коллекторах традиционного и нетрадиционного типа. Ни для кого не секрет, что наибольшие финансовые затраты при поисках и разведке коммерческих скоплений углеводородов (УВ) идут на бурение скважин, положение которых в пределах перспективных структур, поисковых площадей и отдельных объектов определяется по результатам геофизических

© С.П. ЛЕВАШОВ, Н.А. ЯКИМЧУК, И.Н. КОРЧАГИН, Д.Н. БОЖЕЖА, 2018

(сейсмических, в первую очередь) исследований. В морских акваториях стоимость бурения существенно возрастает. К сожалению, традиционные геофизические методы не являются прямыми методами поисков нефти и газа. В связи с этим, коэффициент успешности бурения на данный момент невысокий — многие скважины не дают коммерческих притоков или же оказываются сухими. Согласно [6, с. 3] «...успешность поисково-разведочных работ в мире держится в среднем на уровне 30 %». Коэффициент успешности бурения на шельфе еще ниже.

Решению проблем оптимизации и ускорения геологоразведочного этапа поисков, а также повышения коэффициента успешности бурения может способствовать более активное и целенаправленное использование в поисковом процессе мобильных методов и технологий «прямых» поисков скоплений нефти и газа. К таким методам можно отнести и разработанные авторами мобильные геоэлектрические методы [11, 14, 30, 44], а также прямопоисковую технологию обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) [12—14]. Апробация этих методов и их практическое применение для решения нефтегазописковых задач активно проводилась (и проводится) авторами как на суше, так и в морских акваториях в различных регионах мира [11—21, 26, 30, 36, 37, 44, 45]. Значительный объем исследований с использованием мобильной технологии обработки данных ДЗЗ выполнен авторами в 2017 г. В частности, эта технология успешно опробована на участках бурения поисковых скважин в Средиземном и Черном морях, а также на площади добычи газогидратов в Южно-Китайском море.

Ниже представлены и анализируются результаты применения мобильных прямопоисковых методов на поисковых площадях и месторождениях в морских акваториях, в том числе и на участках, на которых впоследствии были пробурены поисковые скважины. Авторы надеются, что такая демонстрация потенциальных возможностей прямопоисковых технологий и методов для повышения успешности бурения скважин будет способствовать их более активному применению в геологоразведочном процессе на нефть и газ.

Компоненты, особенности и возможности прямопоисковой технологии

Мобильная прямопоисковая технология, которая включает метод частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ (спутниковых снимков) [12—14] и наземные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [11, 14, 30, 37, 44] активно используется при проведении экспериментальных исследований различного характера. Отдельные компоненты (методы) этой технологии разработаны на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований [14], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества — нефти, газа, газоконденсата, золота, железа, воды, и т.д. Отличительные особенности используемых методов описаны во многих публикациях и отчетах по выполненным исследованиям, в том числе и перечисленных в списке литературы [11—21, 26, 30, 36—37, 44, 45]. Здесь мы более детально охарактеризуем этапы проведения поисковых работ и результаты, которые могут быть получены при этом.

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

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

На региональном этапе исследований частотно-резонансный анализ спутниковых снимков проводится в масштабах 1:200 000—1:150 000. Время обработки одного планшета (спутникового снимка на листе в формате А3) составляет примерно 2—3 дня.

Детализационные работы в пределах выделенных на первом этапе исследований наиболее перспективных участков (аномальных зон) также проводятся с использованием частотно-резонансного дешифрирования спутниковых снимков. Критерием отбора перспективных участков для детализации могут быть размеры аномальных зон и наличие нескольких интервалов пластовых давлений в каждой аномальной зоне. В зависимости от размеров аномальных зон для детализации могут использоваться масштабы в интервале 1:60 000—1:15 000. На данном этапе проведения работ осуществляется:

1) Выделение и прослеживание тектонически ослабленных зон и тектонических нарушений, которые не обнаружены на мелкомасштабных планшетах.

2) Детализация и уточнение контуров аномальных зон, расчет их площадей и определение границ водонефтяного контакта.

3) Построение детальной карты аномальной зоны в изолиниях максимальных значений пластового давления.

4) Проведение вертикального сканирования геологического разреза в точке максимума пластового давления с целью выделения интервалов глубин залегания аномально поляризованных пластов (АПП) типа «нефть», «газ», «вода», «вода+газ», «плотные породы». По результатам сканирования осуществляется построение вертикальной колонки АПП.

5) Через точку с максимальным значением аномальной зоны прокладываются несколько профилей, вдоль которых размещаются дополнительные точки вертикального сканирования. По результатам сканирования в этих точках строятся колонки и вертикальные разрезы АПП для аномальной зоны.

6) Для наиболее мощных пластов АПП оценивается пластовое давление (пласт АПП считается перспективным при условии, что полученная оценка его пластового давления превышает значение гидростатического давления на этой глубине).

7) Строится карта суммарных мощностей АПП типа «залежи нефти» и «залежи газа».

8) Оцениваются объемы коллекторов, содержащих нефть и газ.

9) Если перспективный пласт АПП прослеживается на всех точках сканирования, он может быть принят за маркирующий горизонт. В этом случае может быть построена структурная карта по глубинам залегания данного пласта.

10) По построенной структурной карте могут быть сформулированы предположения о типе ловушки УВ (антиклинальная, тектонически экранированная, литологическая ограниченная).

11) Дополнительный анализ результатов второго этапа работ позволяет определить оптимальные объемы полевых геоэлектрических исследований. При необходимости могут быть предложены рекомендации для проведения сейсморазведочных работ по определенным профилям или в пределах всей аномальной зоны.

Детализационные исследования в контурах одной аномальной зоны занимают 4–5 дней.

Полевые работы. По результатам выполнения второго этапа исследований определяются наиболее перспективные аномальные зоны для проведения полевых измерений. Обследование выделенных участков осуществляется наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ.

На этапе проведения полевых работ осуществляются следующие действия:

1) В пределах обследуемых аномальных зон выделяются и прослеживаются мелкие тектонические нарушения, которые могут разделить аномалию (аномалии) на несколько отдельных блоков.

2) Уточняются размеры каждого блока и границы водонефтяных контактов.

3) Площадь аномалии покрывается сетью точек вертикального зондирования. В каждой точке определяются и уточняются интервалы АПП типа «нефть», «газ», «газ+вода», «вода».

4) Для каждого пласта прогнозируемой углеводородной залежи определяется (оценивается) пластовое давление.

5) Проводится построение вертикальных колонок и вертикальных геолого-геофизических разрезов прогнозируемого месторождения.

6) Строятся карты суммарной мощности АПП типа «нефть» и «газ», а также мощности отдельных, наиболее перспективных нефтяных и газовых пластов.

7) Строятся структурные карты по нескольким маркирующим горизонтам.

8) Оцениваются общие потенциальные ресурсы нефти и газа.

9) Определяются точки оптимального заложения поисковых и разведочных скважин.

10) В рекомендованных точках заложения скважин проводится привязка выделенных зон АПП к литологическим разностям геологического разреза.

Время проведения полевых работ составляет 15–20 дней. Обработка результатов полевых исследований и подготовка отчетных материалов занимают 20–30 дней.

Акцентируем внимание на том, что обработка и дешифрирование спутниковых снимков поисковых участков, заимствованных из источников (сайтов) свободного доступа, оперативно проводится в лабораторных условиях, без организации и проведения полевых исследований. В связи с этим эту технологию можно считать супер-оперативной, позволяющей за очень короткое время выполнить оценку перспектив нефтегазоносности (рудоносности, водоносности) поискового участка в любой точке земного шара.

Некоторые вопросы теоретического обоснования геоэлектрических методов рассматриваются в статье [30, 31]. В патенте [43] описан принцип электромагнитного зондирования, очень близкий к используемому в методе ВЭРЗ. К сожалению, в настоящее время специалисты-электроразведчики не обращают должного внимания как на этот принцип, так и на технологию ВЭРЗ.

На сайте [<http://www.georgrom.com.ua/index.php/ru/>] размещен видеofilm, в котором демонстрируются особенности проведения работ на различных этапах, а также презентация с многочисленными результатами практического применения прямопоисковых методов.

Оценка углеводородного потенциала участка в транзитной зоне суша-море

В настоящее время существенные трудности возникают при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ с использованием сейсмо-разведочных и классических электроразведочных методов на участках и площадях, расположенных в переходных зонах суша-море, на мелководных акваториях, а также в горных районах. Возможности описанных мобильных методов при проведении поисковых работ в транзитной зоне «суша-море» демонстрируются результатами исследований на локальном участке под условным названием «Берег», который расположен на берегу моря.

Поисковые работы с использованием мобильных геофизических методов в регионе расположения участка «Берег» проведены в три этапа.

На первом этапе исследований путем обработки спутникового снимка в масштабе 1:500 000 выполнена оценка перспектив нефтегазоносности достаточно крупной площади с целью выбора перспективных участков для последующего лицензирования и проведения детальных поисковых работ. На этом этапе оценки перспектив нефтегазоносности площади применялся в режиме апробации частотно-резонансный метод обработки и интерпретации (дешифрирования) данных дистанционного зондирования Земли с целью «прямых» поисков скоплений нефти и газа. В результате, в пределах площади обследования выделено и закартировано четыре аномалии типа «залежь УВ» (рис. 1). Западная и восточная аномальные зоны оказались наиболее интенсивными.

Результаты первого этапа позволили оперативно принять решение о проведении в пределах «западной» и «восточной» аномальных зон наземных геоэлектрических работ методами СКИП и ВЭРЗ для детального оконтуривания аномальных зон и определения глубин залегания аномально поляризованных пластов (АПП) типа «нефть» и «газ».

На втором этапе спутниковые снимки более крупного масштаба для «западной» и «восточной» аномальных зон были обработаны повторно по детальной

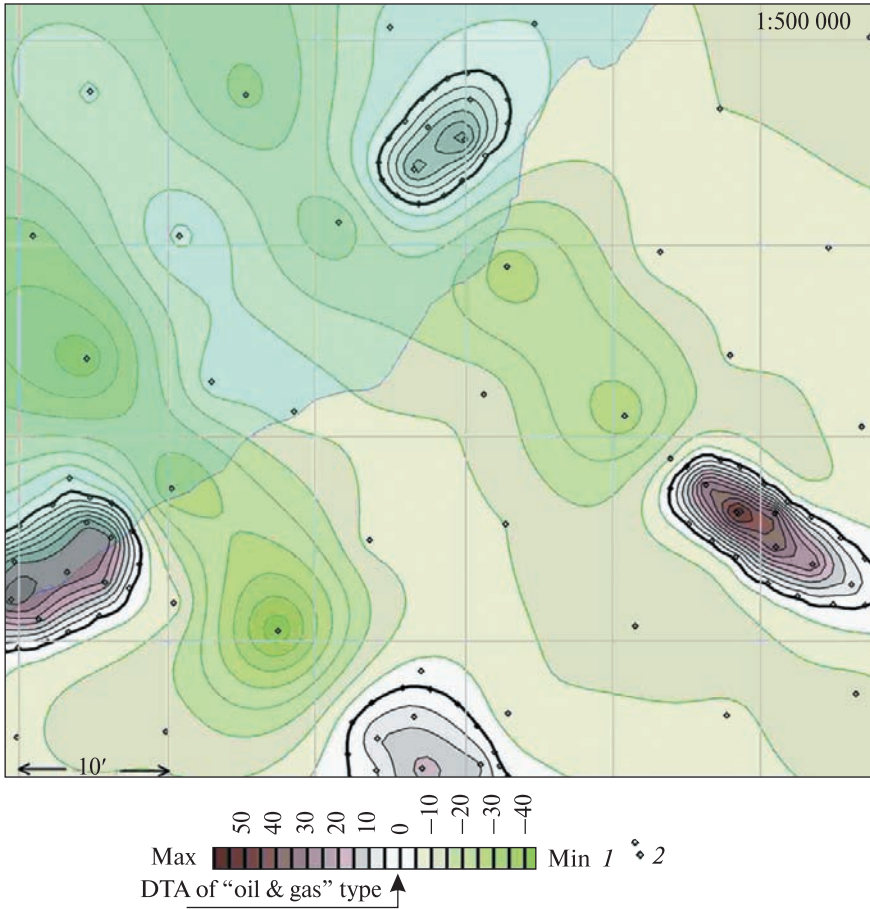


Рис. 1. Карта аномальных зон типа «залежь углеводородов», построенная по результатам обработки спутникового снимка поискового участка. 1 — шкала интенсивности аномального отклика; 2 — точки регистрации аномального отклика

методике. Полученные результаты позволили уточнить контуры западной аномалии, а также наметить маршруты проведения наземной геоэлектрической съемки методом СКИП (рис. 2).

В процессе выполнения детальной обработки спутниковых снимков были также оценены относительные величины среднего пластового давления в пределах аномальных зон (рис. 2). Полученные оценки свидетельствуют о целесообразности проведения в пределах этого локального участка дальнейших нефтегазопоисковых работ.

На третьем этапе поисковых работ проведены полевые наземные (на суше) и морские (на шельфе) работы в пределах закартированной «спутниковой» аномальной зоны.

Участок полевых работ «Берег» расположен на берегу моря. Большая часть обнаруженной и закартированной в этом районе «спутниковой» аномалии типа «залежь углеводородов» расположена в пределах шельфа (рис. 2). В связи с этим геоэлектрические измерения методами СКИП и ВЭРЗ в пределах шельфа проводилась с борта небольшого судна. Береговая часть аномальной зоны располо-

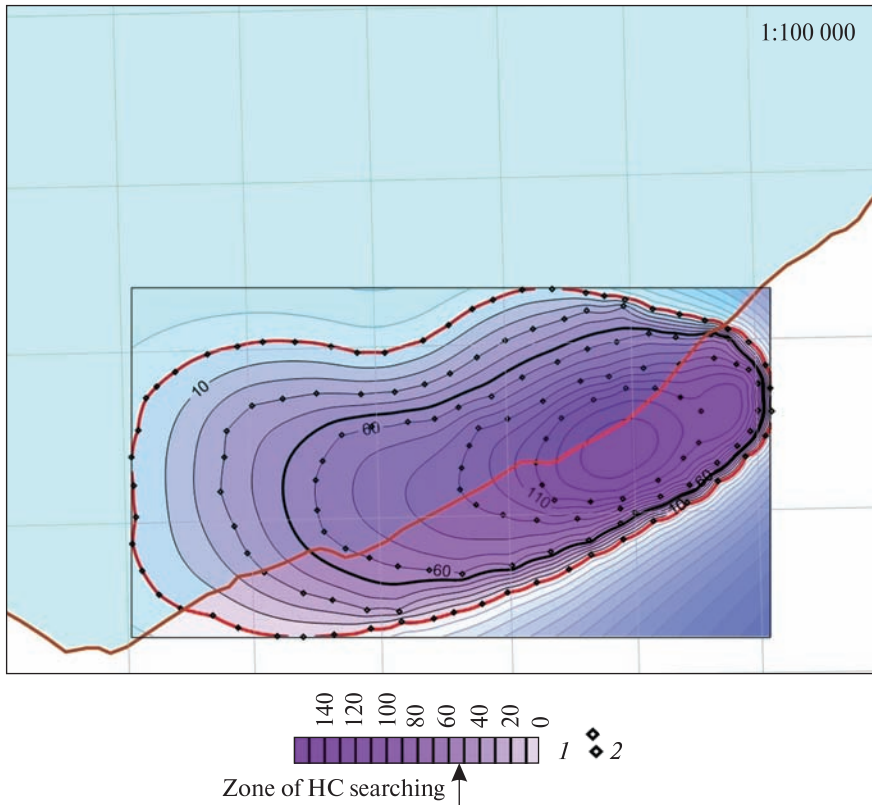


Рис. 2. Карта аномалий типа «газовая залежь», построенная по результатам детальной (углубленной) обработки спутникового снимка в пределах «западной» аномальной зоны (участок «Берег»). 1 — шкала интенсивности аномального отклика (в относительных значениях пластового давления); 2 — точки регистрации аномального отклика

жена в пределах местности с пересеченным рельефом. Это также не позволило равномерно покрыть этот фрагмент аномальной зоны, выделенной по результатам обработки и интерпретации спутникового снимка, наземными измерениями методом СКИП с автомобиля.

Оперативное проведение поисковых работ традиционными геофизическими методами (сейсморазведкой и классической электроразведкой, в частности) в этом районе затруднено.

В пределах поискового участка выполнено свыше 100 погонных километров съемки методом СКИП, а также в 12 пунктах проведено зондирование ВЭРЗ в интервале глубин 1000—4000 м и 0—5000 м (шесть пунктов на суше и шесть в пределах шельфа). Пункты проведения геофизических измерений показаны на рис. 3.

Наземной съемкой СКИП по дорогам в пределах суши и измерениями с борта судна в шельфовой зоне выделена и закартирована геоэлектрическая аномальная зона типа «залежь УВ» (АТЗ) субширотного простирания общей площадью 94,3 км² (рис. 3). В целом, эта АТЗ расположена в пределах «спутниковой» аномалии и практически совпадает с ней.

Обнаруженная аномальная зона существенно дифференцирована по площади. Ширина аномалии незначительно увеличивается с востока на запад. Макс-

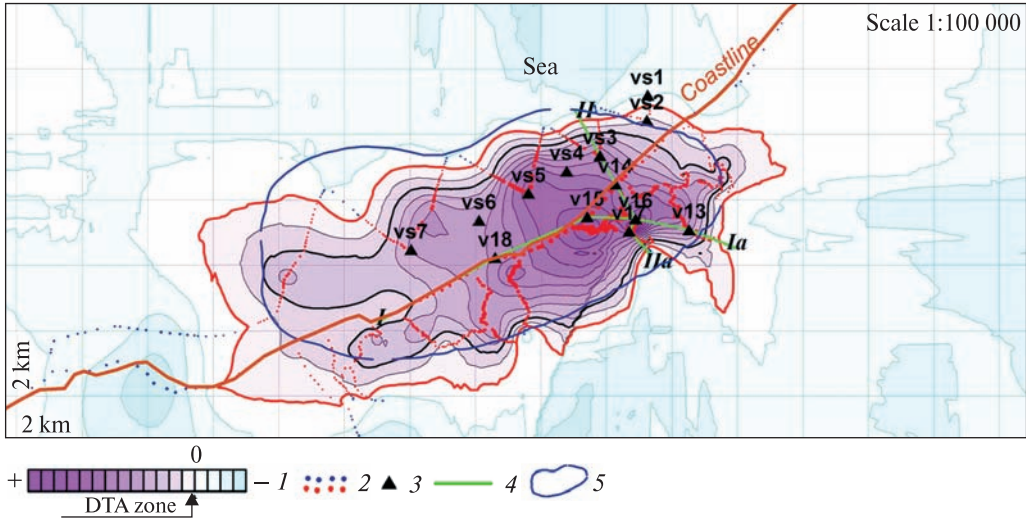


Рис. 3. Карта геоэлектрических аномалий типа «газ» на участке «Берег» (по данным съемки СКИП). 1 — шкала интенсивности поля СКИП; 2 — точки съемки СКИП (синие — отрицательные значения, красные — положительные); 3 — пункты ВЭРЗ; 4 — положение профилей № 1—2 по данным ВЭРЗ; 5 — зона АТЗ по спутниковым данным

симильные значения аномалии СКИП зафиксированы в восточной части аномальной зоны.

В пределах геоэлектрической аномальной зоны проведено вертикальное зондирование ВЭРЗ в интервалах глубин 0—5000 м в шести пунктах на суше, а также в шести пунктах на шельфе с борта судна в интервале глубин 1000—4000 м (рис. 3). Зондированием в разрезе выделены зоны аномально поляризованных пластов (АПП) типа «газ», «газ+вода», «обводненный горизонт».

Кроме того, по результатам зондирования в разрезе также выделены: а) терригенный комплекс пород, который может служить коллектором для углеводородов; б) эффузивно-осадочный комплекс плотных пород; в) комплекс трещиноватых и разуплотненных эффузивных пород, внутри которого могут быть обводненные горизонты со слабым газонасыщением; г) пласты массивных плотных эффузивных пород, которые могут служить экранами углеводородных залежей. Во всех точках зондирования, начиная с глубины примерно 3000—3500 м и до 5000 м выделяется комплекс нерасчлененных плотных эффузивно-осадочных пород.

По данным зондирования, в каждой точке построены диаграммы и колонки зондирования. В графическом виде результаты зондирования в отдельной точке на берегу показаны на рис. 4, а на шельфе — на рис. 5.

По результатам выделения в разрезе аномально поляризованных пластов типа «газ» построена карта суммарной мощности АППг типа «газ» (рис. 6). Максимальные суммарные мощности АПП типа «газ» зафиксированы в юго-восточной части аномальной зоны (рис. 6). Зоны максимальных мощностей АППг являются наиболее перспективными для бурения поисковых скважин на газ в пределах участка «Берег». АПП типа «нефть» в пределах этого участка зондированием ВЭРЗ не выявлены.

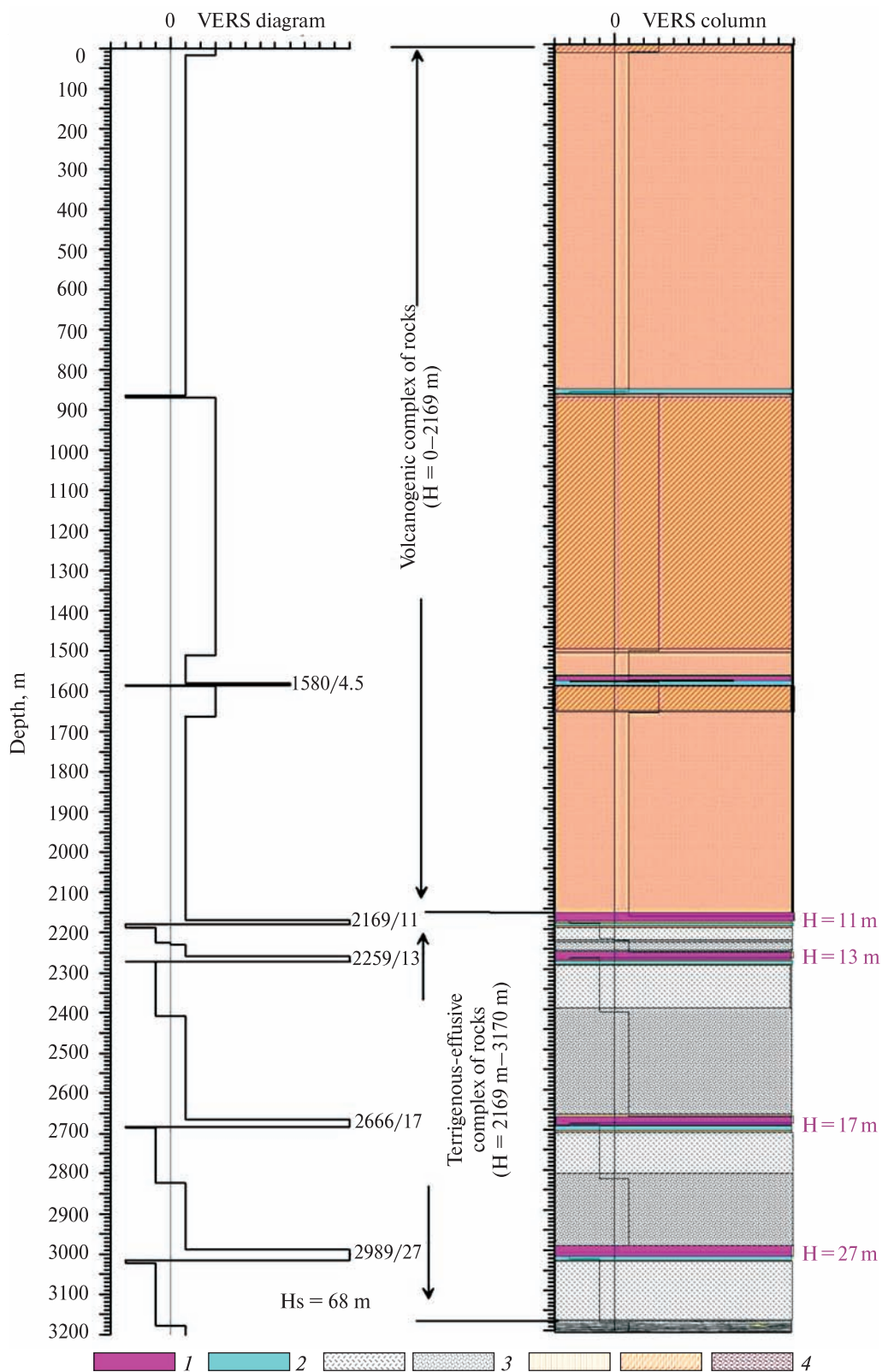


Рис. 4. Результаты зондирования ВЭРЗ на участке «Берег». Станция № 16 (интервал глубин $H = 0\text{--}5000$ м). Профиль № I—Ia. 1 — АПП типа «газ»; 2 — АПП типа «водоносный горизонт»; 3 — терригенные осадочные породы; 4 — эффузивные породы

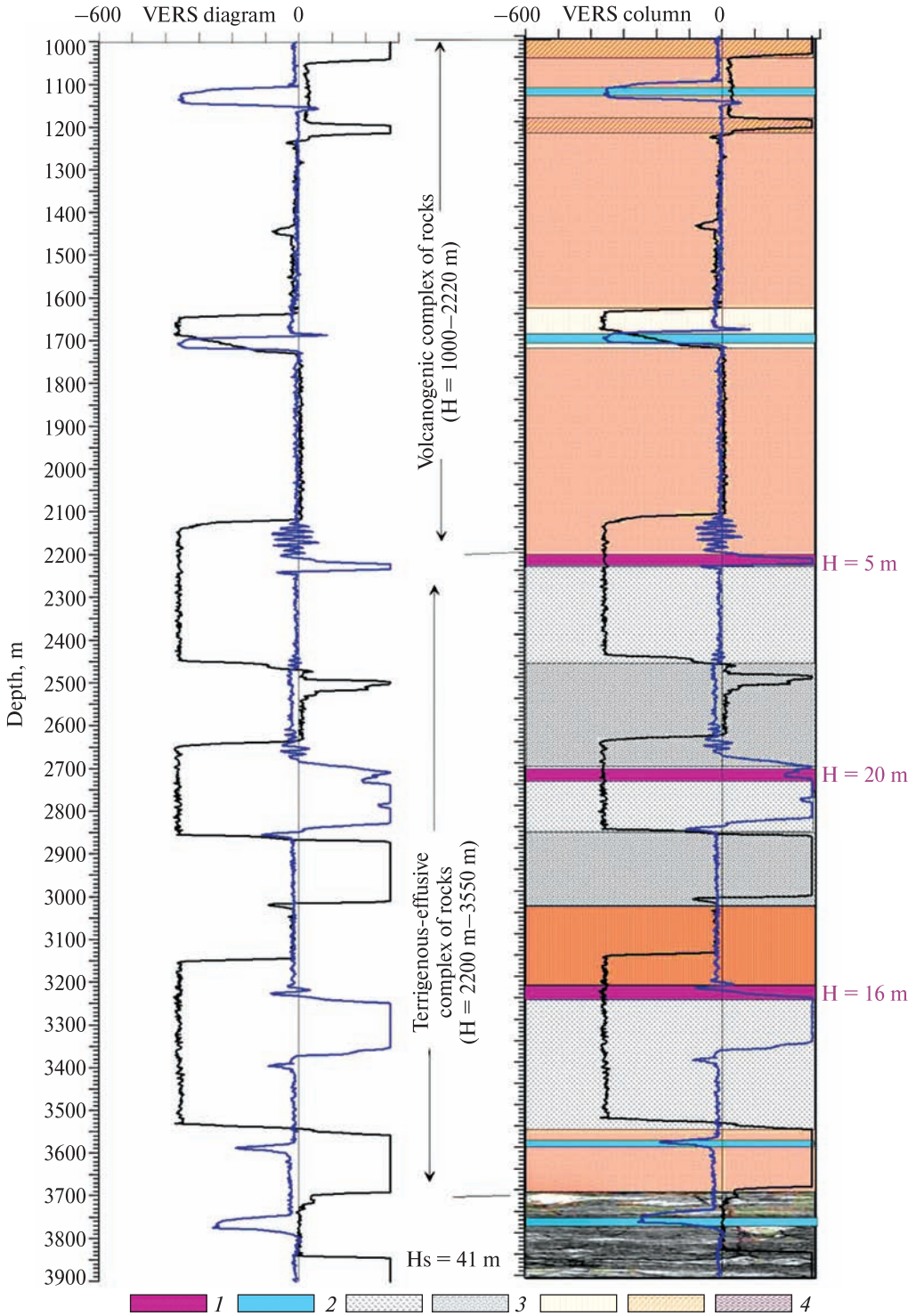


Рис. 5. Результаты зондирования ВЭРЗ на участке «Берег» Станция № 05 (море) (интервал глубин $H = 1000\text{--}4000\text{ м}$). 1 — АПП типа «газ»; 2 — АПП типа «водоносный горизонт»; 3 — терригенные осадочные породы; 4 — эффузивные породы

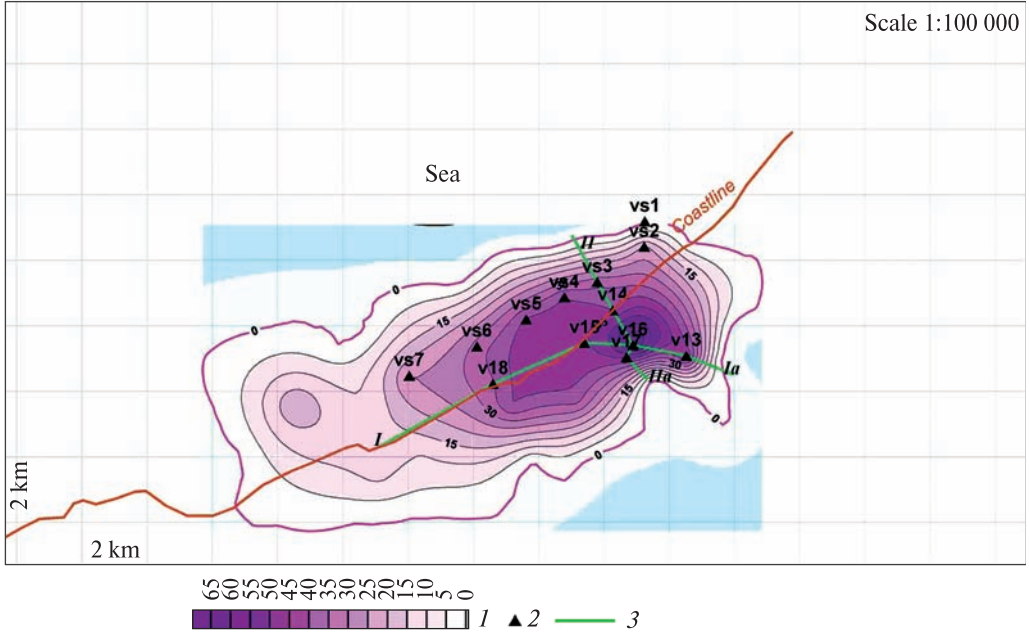


Рис. 6. Карта значений суммарной мощности аномально поляризованных пластов типа «газ» (АППг) на участке «Берег» (по данным зондирования ВЭРЗ). 1 — шкала суммарной мощности АПП типа «газ»; 2 — пункты ВЭРЗ; 3 — положение профилей № 1–2 по данным ВЭРЗ

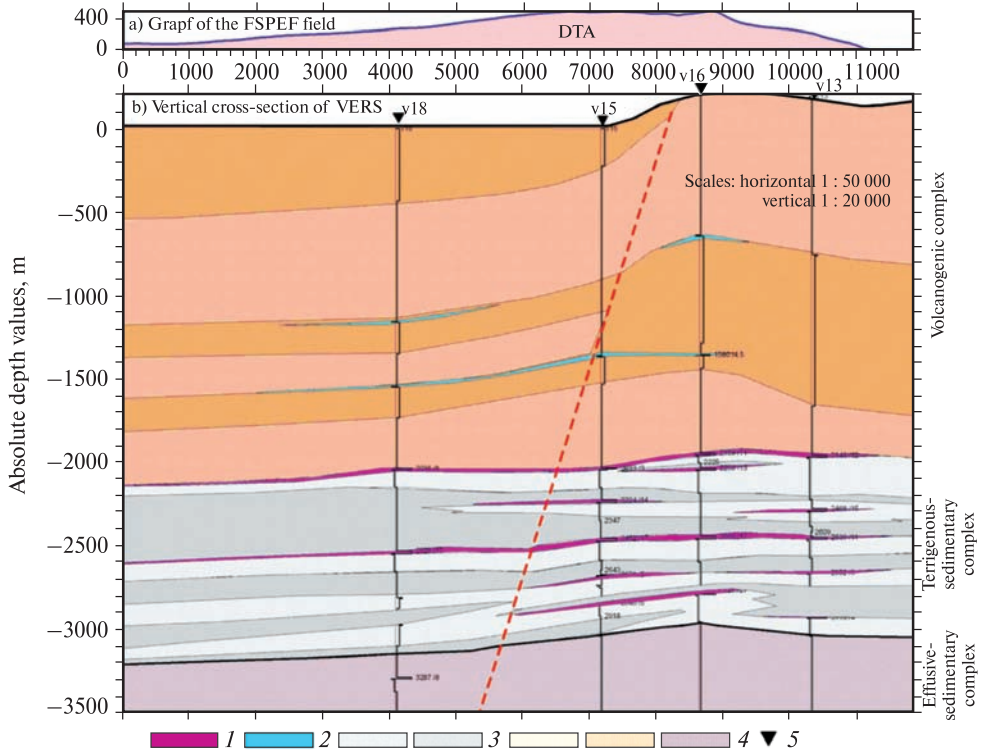


Рис. 7. Вертикальный разрез аномально поляризованных пластов (АПП) на участке «Берег». Профиль № 1 — 1 а. 1 — АПП типа «газ»; 2 — АПП типа «водоносный горизонт»; 3 — терригенные осадочные породы; 4 — эффузивные породы; 5 — пункты ВЭРЗ

По данным СКИП и ВЭРЗ вдоль двух профилей измерений построены схематические вертикальные геоэлектрические разрезы АПП типа «газ», один из которых представлен на рис. 7.

По данным зондирования АТЗ на участке «Берег» может рассматриваться как зона, перспективная для поисков газовых залежей. Суммарная мощность пластов АППг в юго-восточной части аномалии колеблется от 44 до 72 м.

Результаты съемки методом СКИП и зондирования ВЭРЗ позволили выделить перспективные точки для заложения поисковых скважин и интервалы глубин для поисков залежей УВ в разрезе.

В целом для АТЗ на участке «Берег» наиболее оптимальными пунктами для заложения поисковой скважины на газ можно считать следующие станции зондирования ВЭРЗ: 1) v16 (суммарное значение АППг = 68 м); 2) v17 (АППг = 45 м); 3) v13 (АППг = 45 м); 4) v15 (АППг = 44 м). Первую поисковую скважину целесообразно закладывать по геоэлектрическим данным в юго-восточной части аномальной зоны в районе пунктов ВЭРЗ v16, v17.

Оценивая проведенные исследования на участке «Берег» в целом отметим, что результаты экспериментального применения экспресс-технологии геоэлектрических исследований СКИП-ВЭРЗ подтвердили работоспособность отдельных ее методов, а также целесообразность их применения для оперативных поисков и картирования скоплений углеводородов в регионах с различными геолого-тектоническими условиями. Проведенные полевые работы демонстрируют также работоспособность и эффективность геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ при поисках скоплений УВ в акваториях шельфа. Добавим также, что геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ прошли дополнительную апробацию в районе Антарктического п-ова в сезонных работах Украинских антарктических экспедиций [26].

Поисковый участок в районе Приазовского газового месторождения

Площадь работ расположена восточнее участка «Приазовское газовое месторождение» (Запорожская обл., Приазовский р-н). Информация о Приазовском месторождении приводится в [1], эти материалы учитывались при частотно-резонансной обработке спутниковых снимков [12–14]. В частности, обращалось внимание на то, что промышленная газоносность связана с неогеновой (сарматской) толщей черных глин со слоями и линзами серых алевролитов, песков и песчаников. Залежи газа литологически ограничены, они приурочены к двум глинисто-песчаным горизонтам. Минимальные глубины залегания кровли горизонтов составляют 88 и 115 м. Газоносные пласты на юге месторождения выклиниваются на абсолютных значениях глубин –128 и –142 м. Высота газовых залежей 50–64 м. Начальное пластовое давление в газоносных пластах – 8,5 атмосфер.

Обработка и дешифрирование спутникового снимка района работ проводилось с использованием методики оценки значений пластового давления газа в коллекторах [13]. В результате, на площади выделено и закартировано три аномальных зоны типа «залежь газа»: северо-западная, центральная и юго-восточная (рис. 8). В юго-западном углу площади зафиксирован также фрагмент ано-

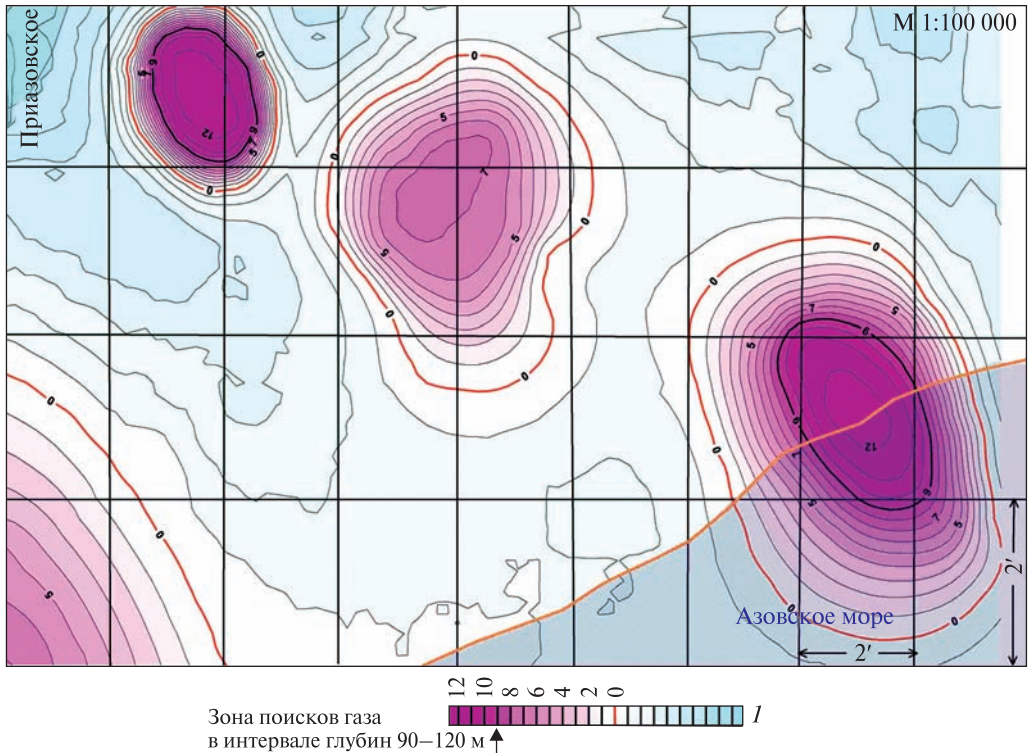


Рис. 8. Карта аномальных зон типа «газовая залежь» в районе Приазовского газового месторождения (по результатам дешифрирования спутниковых данных). 1 — шкала средних значений пластового давления (в атмосферах)

малии типа «залежь газа» над Приазовским месторождением. На рисунке аномальные зоны представлены в изолиниях значений пластового давления (в атмосферах). Изолиния со значением 9 атмосфер очерчивает оптимальные участки для поисков газа в интервале глубин 90–120 м (на таких глубинах расположены залежи Приазовского месторождения, начальное пластовое давление в этих залежах составляло 8,5 атмосфер [1]). Площади закартированных аномальных зон по изолиниям 0 и 9 атмосфер следующие (в км²): северо-западная — 10,0; 5,0; центральная — 31,0; 0,0; юго-восточная — 45,0; 10,5.

В целом, учитывая наличие фрагмента аномальной зоны типа «залежь газа» над Приазовским месторождением имеется большая вероятность того, что закартированные на площади работ аномалии типа «залежь газа» также связаны со скоплениями газа в коллекторах разреза.

Полученные оценки пластовых давлений свидетельствуют о том, что в пределах «северо-западной» и «юго-восточной» аномальных зон залежи газа могут быть на таких же глубинах, как и на Приазовском месторождении. В пределах «центральной» аномальной зоны промышленные притоки газа могут быть получены из интервала глубин до 75–80 м.

Из рис. 8 следует, что половина «юго-восточной» аномальной зоны расположена в акватории Азовского моря. Графические иллюстрации в [1] указывают на то, что часть Приазовского месторождения также находится в море. В результате обработки и дешифрирования спутниковых данных этого месторождения его

контуры в Азовском море могут быть оперативно закартированы. В пределах месторождения на суше могут быть выявлены и закартированы участки повышенных пластовых давлений.

Оценка нефтегазоносности локальных структур 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 связи с планируемым бурением поисковых скважин на структурах «Белосарайская» и «Ударная» в Азовском море в 2013 г. была выполнена оценка перспектив нефтегазоносности этих структур с помощью частотно-резонансного метода обработки данных ДЗЗ. Спутниковый снимок участка расположения структур обработан в масштабе 1:50 000. В результате, в пределах структуры «Белосарайская» обнаружена аномальная зона типа «газ+конденсат» с максимальными значениями пластового давления флюидов в коллекторах порядка 26 МПа (рис. 9). В пределах структуры «Ударная» обнаружена аномалия типа «нефть+газ», максимальные значения пластового давления оценены здесь в 26 МПа.

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

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

В связи с такой ситуацией (наличие аномалий и отсутствие притоков УВ) закономерно возник вопрос — а не могут ли продуктивные горизонты находиться глубже, в фундаменте? Полученные оценки пластового давления флюидов указывают на вполне реальную возможность их наличия в этом интервале разреза.

Для проверки этого предположения в точке бурения скважины на структуре «Белосарайская» было выполнено вертикальное сканирование данных ДЗЗ в интервале глубин 1100—2600 м (рис. 10). 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) 2270 м и глубже — снова породы фундамента.

Далее, в толще разреза, в который попадают нарушенные породы фундамента (интервал 1690—2270 м), на резонансных частотах нефти выделено шесть АПП типа «нефть» на глубинах: 1) 1711—1716 м; 2) 1955—1963 м; 3) 1991—1997 м; 4) 2072—2085 м; 5) 2252—2254 м; 6) 2263—2268 м. Общая мощность всех АПП типа «нефть» — 39 м.

Анализ литературных источников по этому региону показал, что залежи УВ прогнозируются здесь в фундаменте и другими исследователями.

В частности, в статье [5] через структуры «Белосарайская» и «Ударная» представлен временной разрез изменения амплитуд отраженных волн (ОВ). На основе интерпретации данных динамических параметров сейсмических волн

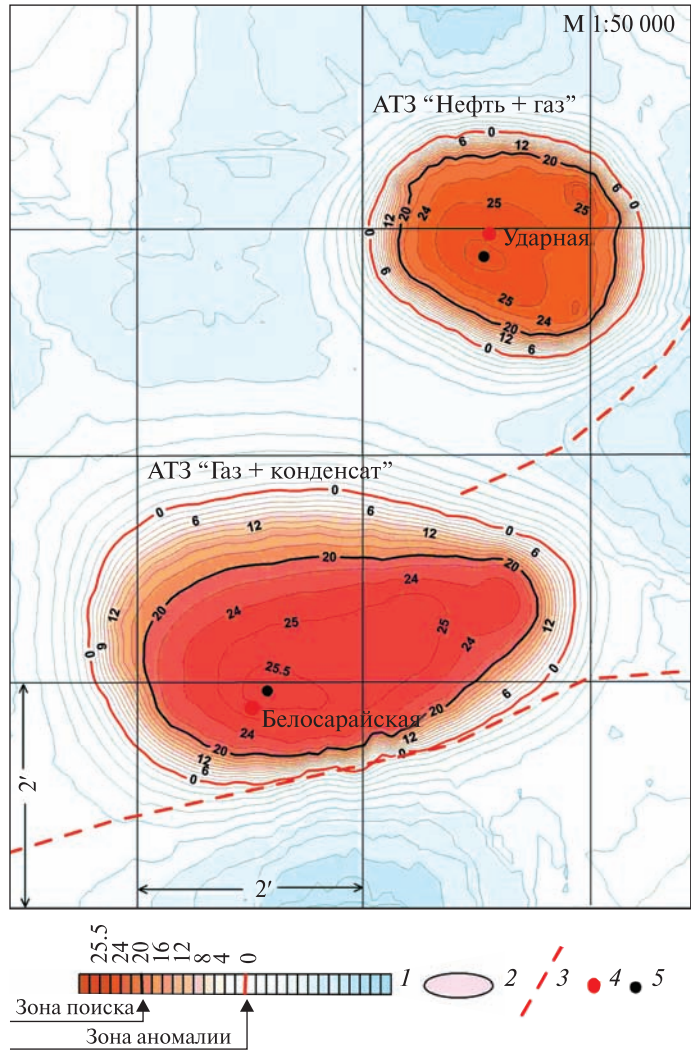


Рис. 9. Карта аномальных зон типа «залежи УВ» в районе «Белосарайской» и «Ударной» структур северного шельфа Азовского моря. 1 — шкала значений комплексной величины пластового давления, МПа; 2 — зона «свободного» газа; 3 — тектонические нарушения; 4 — положение проектных скважин «Белосарайская» и «Ударная»; 5 — центральные части аномальных зон

(амплитуды отраженных волн) здесь прогнозируется наличие залежей УВ, в том числе и в фундаменте.

В публикации [22] эта часть Азовского моря интерпретируется как система надвигов. Здесь также прогнозируется наличие залежей нефти. Если стать на позицию авторов этой публикации, то выделенная вертикальным сканированием зона нарушенных пород фундамента может трактоваться как зона скольжения надвига.

В целом, проведенные с использованием технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЭ экспериментальные исследования по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур «Белосарайская» и «Ударная» в северной части Азовского моря показали, что участки расположения этих структур являются перспективными на обнаружение залежей УВ в разрезе. Полученные значения максимальных оценок пластового давления флюидов в коллекторах дают основания для предположений о возможном нахождении скоплений УВ в консолидированной части разреза.

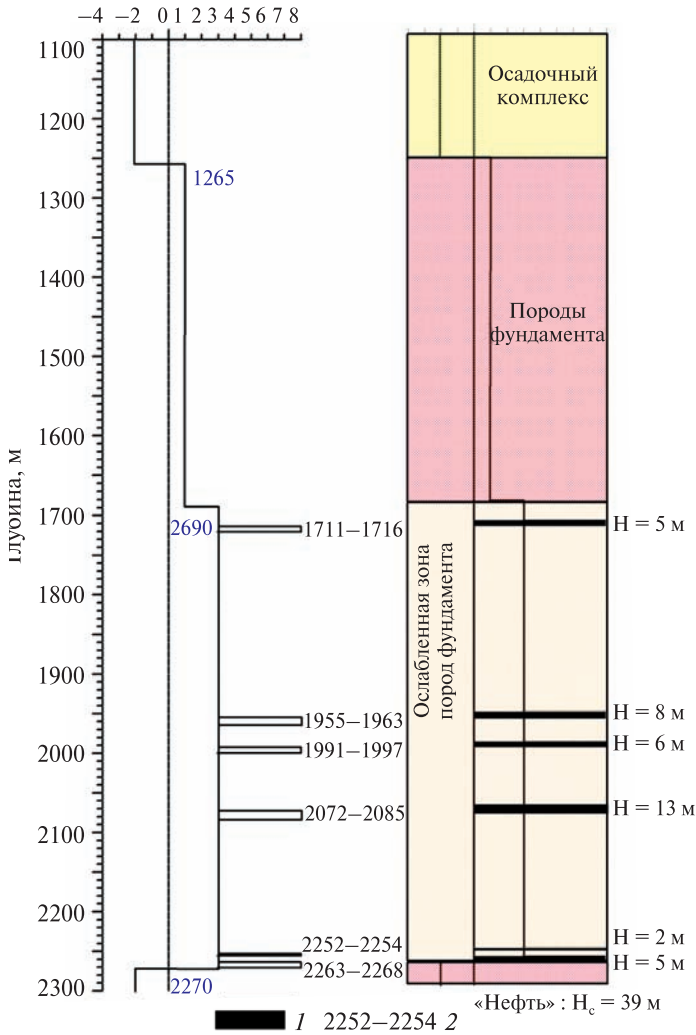


Рис. 10. Результаты вертикального сканирования данных ДЗЗ в пункте VI (район пробуренной скважины «Белосарайская» на одноименной структуре). 1 — anomalно поляризованный пласт (АПП) типа «нефть»; 2 — интервал залегания АПП

Пробуренная скважина «Белосарайская-1» (глубинной порядка 1400 м) однозначно (и окончательно) не решила вопрос о перспективах обнаружения промышленных скоплений УВ в пределах структуры, так как она раскрыла 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.

Поисковый блок на шельфе Тринидада и Тобаго

Исследования в пределах лицензионного блока проведены в марте 2012 г. с целью демонстрации потенциальных возможностей технологии час-

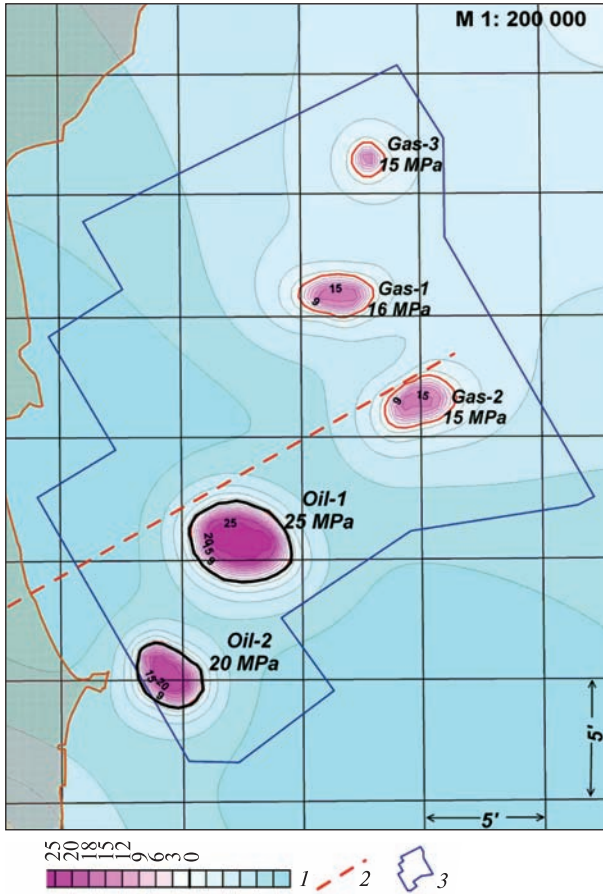


Рис. 11. Карта аномальных зон типа «нефтегазовая залежь» в районе расположения поисковой площади на шельфе Тринидад и Тобаго (по результатам обработки и дешифрирования данных дистанционного зондирования Земли). 1 — шкала интенсивности аномального отклика (в максимальных значениях пластового давления, МПа); 2 — тектонические нарушения (по результатам обработки данных ДЗЗ); 3 — контуры поисковой площади

точно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ при проведении поисковых работ на нефть и газ на шельфе. В это же время на этой площади проводились сейсмические исследования 3D. Добавим к этому, что в ее пределах проведены также аэрогравиметрические исследования.

В качестве исходной информации использовались только координаты участка проведения сейсмических работ. Контур участка показан на рис. 11 и 12.

Результаты обработки. Общая площадь спутникового снимка — 2940 км², площадь проведения сейсмических работ 1200 км² (рис. 11). На участке проведения сейсмических исследований обнаружены и закартированы две аномальные зоны типа «залежь нефти» и три аномальные зоны типа «залежь газа» (рис. 11). Площади обнаруженных аномалий по изолиниям 0 и 15 МПа следующие (км²): Gas-1 — 14,2; 2,4; Gas-2 — 15,5; 1,9; Gas-3 — 5,2; 0,34; Oil-1 — 38,3; 18,0; Oil-2 — 17,4; 7,1. Суммарная площадь всех аномалий по этим же изолиниям равна 90,6 и 29,74 км². По отношению к площади проведения 3D сейсмических работ это составляет 7,55 % и 2,48 %. К приведенным результатам добавим следующее:

А) При проведении обработки данных ДЗЗ участки спутникового снимка, расположенные за пределами контура сейсмических исследований, не анализировались.

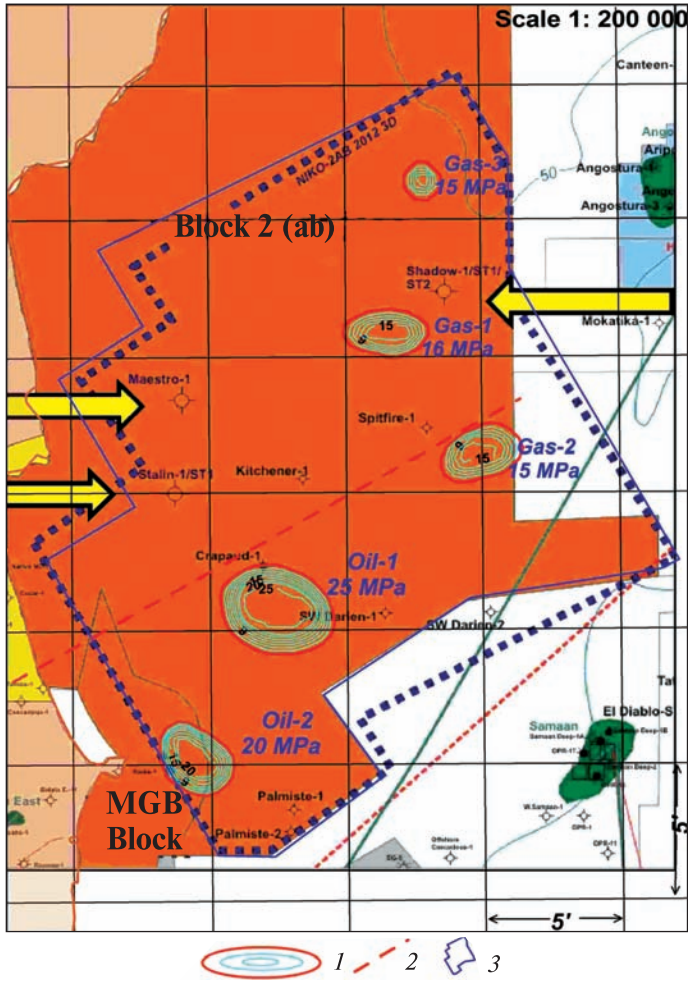


Рис. 12. Карта аномальных зон типа «нефтегазовая залежь» в районе расположения поисковой площади на шельфе Тринидад и Тобаго на карте-схеме положения блока Block 2(ab) (заимствованная из отчета по результатам поисковых работ и бурения). 1 — шкала интенсивности аномального отклика (в максимальных значениях пластового давления, МПа); 2 — тектонические нарушения (по результатам обработки данных ДЗЗ); 3 — контуры поисковой площади

Б) Результаты обработки были переданы специалисту-геофизику, который принимал непосредственное участие в проведении сейсмических работ.

В) Есть основания для предположения, что результаты обработки данных ДЗЗ не были переданы Компании-оператору участка вместе с сейсмическими материалами. Они, скорее всего, были оставлены без внимания. К сожалению, как это следует из результатов последующего бурения!

Сопоставление с результатами бурения. Авторы снова обратили внимание на полученные на шельфе Тринидада и Тобаго результаты только в 2015 г. Это было связано с получением в феврале этого года информации о результатах бурения трех сухих скважин в пределах поискового участка Компанией-оператором. В связи с отрицательными результатами бурения Компания-оператор блока отказалась от дальнейшего освоения его ресурсов.

В окончательном отчете Компании-оператора блока приведена карта-схема с положением пробуренных в пределах поискового блока скважин (в том числе и трех скважин Компании). Обнаруженные и закартированные в 2012 г. аномальные зоны нанесены на эту карту-схему (рис. 12).

В пределах поискового блока Компания-оператор пробурела следующие сухие скважины: Stalin-1, Shadow-1 и Maestro-1. Ни одна из них не попала в контуры обнаруженных аномальных зон. Кроме того, из рис. 12 следует, что в пределах этого блока пробурено несколько скважин ранее. В них также не получены промышленные притоки. И в контуры обнаруженных аномалий они тоже не попадают. Детальная информация о пробуренных скважинах приводится в окончательном отчете Компании-оператора.

К сказанному выше целесообразно добавить следующие комментарии.

1. К сожалению, в 2012 г. у авторов не было информации о положении пробуренных и проектных скважин. В связи с чем, прогноз о перспективах получения в них притоков УВ не был сделан. Тем не менее, в данной ситуации все же можно считать, что бурением трех скважин подтвержден прогноз об их неоптимальном расположении в пределах блока.

2. Вызывает сожаление, что при выборе мест заложения скважин не принимались во внимание результаты обработки данных ДЗЗ. Тут нельзя исключить и такой вариант, что при совместном анализе сейсмических материалов с результатами обработки данных ДЗЗ в пределах закартированных аномалий могли быть также обнаружены и перспективные объекты по сейсмическим данным.

3. Так как поисковые работы в пределах этого лицензионного участка могут быть продолжены (другой Компанией-оператором), сейсмические материалы в пределах обнаруженных аномалий целесообразно проанализировать (и может даже переинтерпретировать) повторно.

4. Выше отмечалось, что кроме координат контура проведения сейсмических исследований никакие другие геолого-геофизические материалы в пределах блока при обработке данных ДЗЗ не использовались. Из рис. 12 следует, что в пределы подготовленного для обработки снимка попадают два известных месторождения. Вполне понятно, что это позволяет в пределах этих месторождений уточнить (подобрать более точно) резонансные частоты углеводородов, характерные для этого региона. Такая процедура калибровки резонансных частот искомого вещества дает возможность увеличить информативность и достоверность результатов обработки.

Район месторождения на шельфе Южно-Африканской республики

Во второй половине ноября 2014 г. были проведены исследования демонстрационного характера с использованием частотно-резонансного метода обработки и декодирования данных ДЗЗ на газовом месторождении F—O, расположенном на южном шельфе ЮАР. Это месторождение находится на этапе (стадии) промышленного освоения. На месторождении ведется бурение скважин (две уже пробурены) с горизонтальным окончанием ствола. Результаты выполненных исследований представлены в [17]. В частности, в пределах обследованной площади на резонансных частотах газа обнаружено и закартировано 13 аномальных зон типа «Gas»: семь в пределах блока F—O и четыре за его пределами. Обнаруженные аномальные зоны нанесены на спутниковый снимок вместе с положением пробуренных и проектных скважин, а также на детальную структурную карту района работ [17].

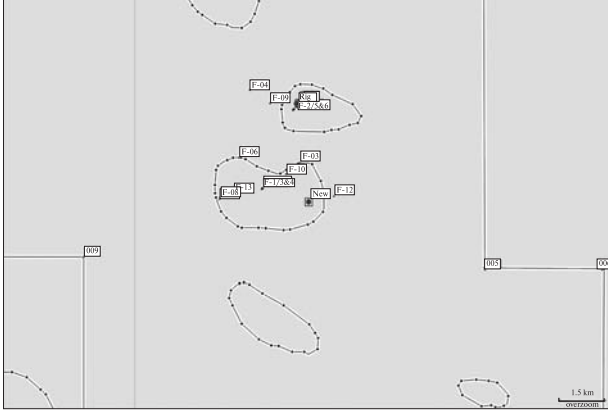


Рис. 13. Новое положение проектной скважины FO-12 (скан с монитора компьютера). Скважина перенесена в контуры обнаруженной аномальной зоны

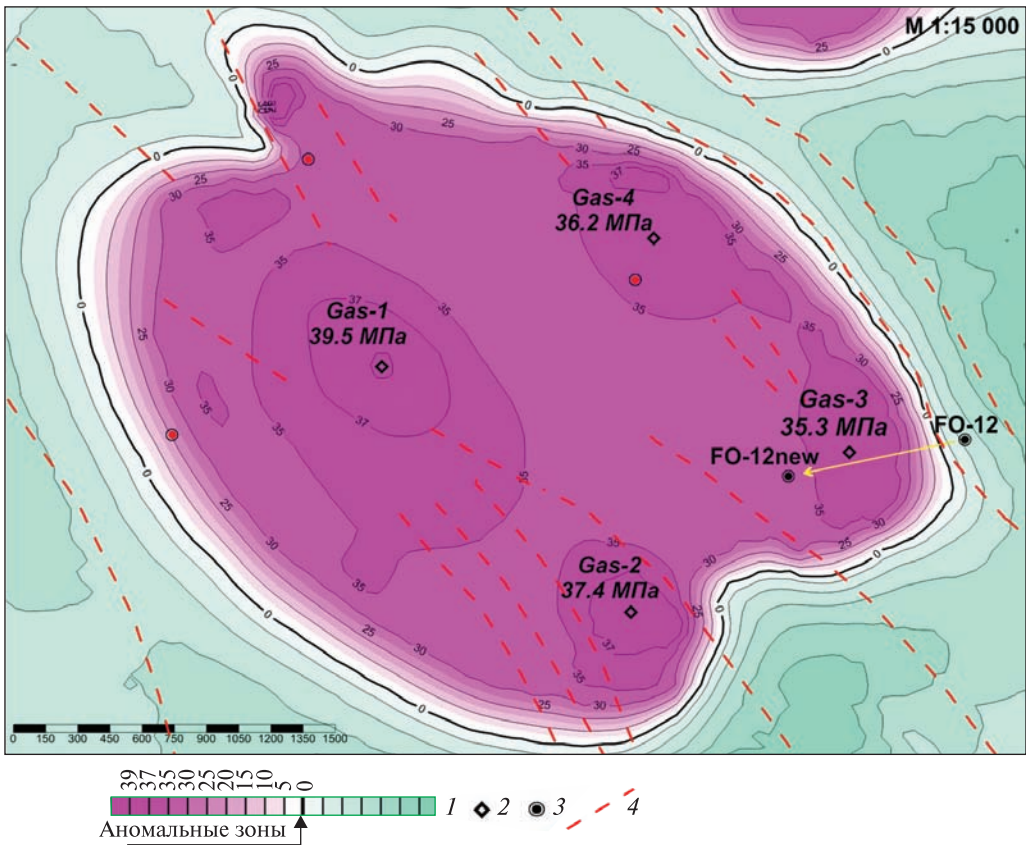


Рис. 14. Карта геоэлектрических аномальных зон типа «Gas» на шельфе ЮАР в районе скважины FO-12 (по данным частотно-резонансного анализа спутникового снимка). 1 — шкала комплексного параметра максимальной величины пластового давления Q , МПа; 2 — центральные части аномальных зон; 3 — точки расположения скважины FO-12; 4 — тектонические нарушения

Отметим, что обработка спутникового снимка месторождения проводилась в масштабе 1:80 000. С учетом небольших размеров обнаруженных аномалий можно считать, что этот использованный масштаб является мелким. Для данного района на рекогносцировочной стадии (этапе) исследований обработку дан-

ных ДЗЗ целесообразно проводить в масштабе 1:25 000—1:30 000. Оказалось, что запроектированная скважина FO—12 находится за пределами ближайшей закартированной аномальной зоны (рис. 13). После анализа всей имеющейся информации (сейсмических материалов, результатов бурения и положения обнаруженных аномальных зон) специалисты Компании-оператора месторождения приняли решение перенести точку бурения скважины в контуры обнаруженной аномальной зоны типа «Gas» (рис. 13).

В своих выводах по результатам обработки данных ДЗЗ авторы не рекомендуют закладывать (или корректировать) точки бурения скважин по материалам обработки спутниковых снимков в мелком масштабе. Не рекомендовалось это делать и на месторождении F—O.

Однако положение скважины FO—12, все-таки, было перенесено. В связи с этим, для оценки того, насколько удачным (приемлемым) был такой перенос, принято решение дополнительно обработать снимок локального участка расположения скважины в более крупном масштабе — 1:15 000. Результаты такой обработки показаны на рис. 14. Из него следует, что в более крупном масштабе в контурах обнаруженной ранее аномальной зоны выделены небольшие локальные участки с повышенными значениями пластового давления флюидов в коллекторах. Такого рода участки (зоны) с повышенными значениями пластового давления являются наиболее перспективными для заложения скважин. И как раз такой участок при переносе положения скважины FO—12 был «проскочен» (рис. 14).

Северо-Абшеронская впадина в Каспийском море

В августе-сентябре 2016 г. прямопоисковый частотно-резонансный метод обработки и декодирования данных ДЗЗ [12—14] был использован для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности относительно крупного участка в бассейне северного Абшерона в азербайджанском секторе Каспийского моря. Спутниковый снимок этого участка обработан в масштабе 1:100 000 (рис. 15).

Интерес авторов к району расположения этого участка вызван (обусловлен) геолого-геофизической информацией на сайте [39]. Автор материалов достаточно высоко оценивает перспективы района на обнаружение крупных скоплений нефти и газа. В материалах [39] приводится информация о геологическом строении в районе двух целевых точек, а также указаны координаты этих точек. Эти две целевые точки расположены в пределах участка обследования, представленного на рис. 15.

На обследованном участке площадью $25 \times 40 = 1000 \text{ км}^2$ обнаружено и закартировано пять аномальных зон типа «Oil-Gas» различных размеров. В контурах обнаруженных аномалий оценены максимальные значения пластового давления (рис. 15). Дополнительно к графической информации добавим следующее:

1. Масштаб обработки спутникового снимка 1:100 000 классифицирует проведенные исследования как рекогносцировочные.

2. В пределах обследованной площади выполнена оценка только максимальных значений пластового давления в контурах отдельных аномалий. Работа (исследования) по оценке пластового давления в различных интервалах разреза не проводилась.

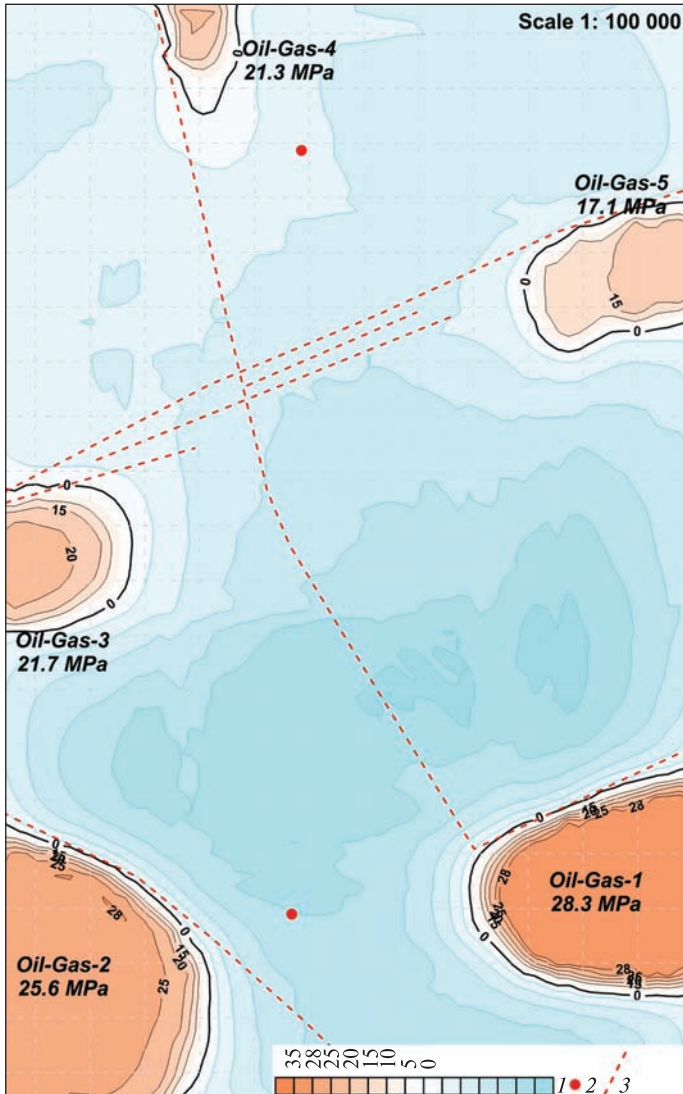


Рис. 15. Карта аномальных зоны типа «Oil-Gas» на поисковом блоке в бассейне Северного Абшерона в азербайджанском секторе Каспийского моря. Масштаб обработки снимка 1:100000. 1 — шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 — положение целевых точек (на рис. не показаны); 3 — тектонически ослабленные зоны (тектонические нарушения). Площадь участка обследования: $25 \times 40 = 1000 \text{ км}^2$

3. На обследованной площади также не проводились целенаправленные поиски вертикальных каналов миграции глубинных флюидов. Такие поиски целесообразно провести при проведении на обследованной площади детализационных работ.

В целом, результаты рекогносцировочных исследований демонстрационного характера указывают на целесообразность проведения в районе детальных поисковых работ. Использование мобильных прямопоисковых технологий позволит значительным образом ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс. Выше в статье более подробно описаны те результаты (материалы), которые могут быть получены на различных этапах поисковых работ с использованием мобильных прямопоисковых методов.

Поисковые блоки в Баренцевом море

В 2014 г. в норвежской части бывшей «серой» зоны Баренцева моря в пределах четырех участков проведены сейсмические исследования 3D. В этом же году авторами выполнена оценка перспектив нефтегазоносности участков с использованием частотно-резонансного метода обработки и интерпретации данных ДЗЗ. Результаты исследований опубликованы в [15, 45] в демонстрационном формате — обнаруженные и закартированные аномальные зоны типа «залежь УВ» показаны без привязки к конкретным структурным элементам участка обследования. Четыре участка проведения сейсмических работ в пределах этих тектонических структур в графическом виде показаны в [15, 45].

В количественной форме параметры обследованных блоков характеризуются следующими значениями: а) участок 1 — общая площадь территории снимка — 8875 км², площадь участка проведения сейсмических работ — 3315 км², масштаб обработки снимка — 1:300 000; б) участок 2 — 14410 км², 3950 км², 1:400 000 (соответственно); в) участок 3 — 3793 км², 1111 км², 1:200 000 (соответственно); г) участок 4 — 12664 км² (рис. 16), 5580 км², 1:400 000 (соответственно).

Общая площадь обработки данных ДЗЗ (площадь всей акватории на четырех снимках участков) — 39742 км². Общая площадь всех четырех участков проведения сейсмических работ — 13956 км².

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

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

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

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

Участок 4: 0 изолиния МПа — 206 км²; изолиния 20 МПа — 116 км²; $206/12664 = 1,63$ %, и $116/12664 = 0,92$ %.

Обратим внимание на то, как расположены обнаруженные аномальные зоны относительно контуров участков проведения сейсмических работ 3D. Так, на первом (южном) поисковом блоке четыре аномалии расположены в пределах контура сейсмических работ и одна аномалия пересекается этим контуром. На втором блоке одна аномалия расположена в пределах контура, две — пересекаются контуром, а остальные три находятся за его пределами (в том числе и самая крупная аномалия по площади). В третьем блоке две аномалии пересекаются контуром, а третья расположена за его пределами. На четвертом блоке единственная аномалия пересекается контуром (рис. 16).

В целом, результаты проведенных исследований в норвежской части бывшей «серой» зоны Баренцева моря позволили констатировать следующее:

1. Аномальные зоны типа «залежь газа» и «залежь конденсата» обнаружены в пределах всех четырех обследованных участков (структурных тектонических элементов). Однако распределение аномалий здесь неравномерно. Больше всего аномальных зон (и притом самых крупных по площади) обнаружено в преде-

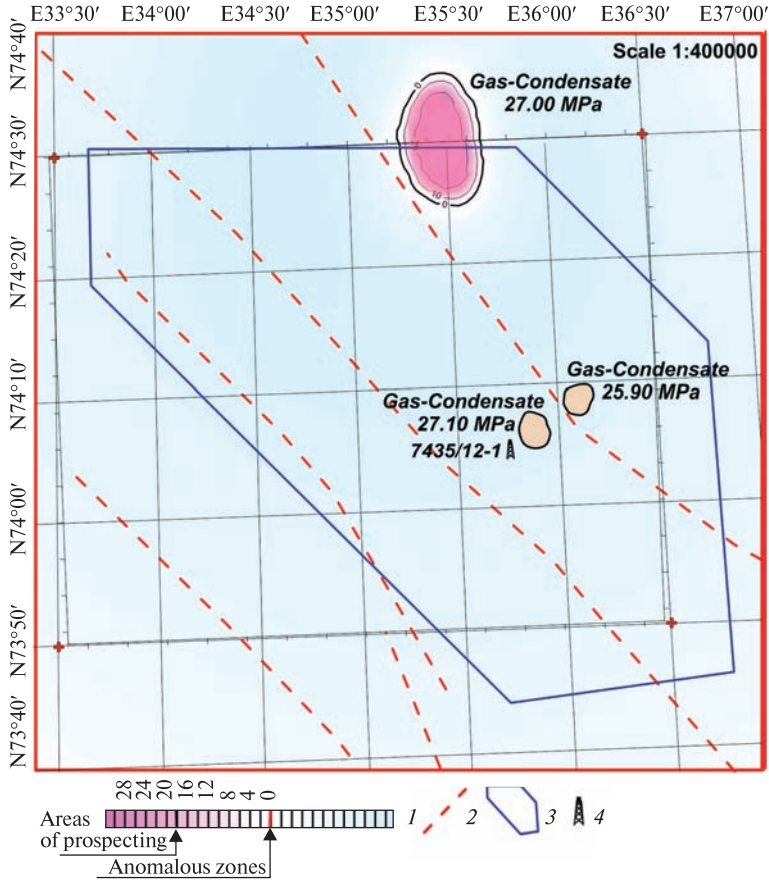


Рис. 16. Карта аномальных зон типа «Газоконденсатные залежи» в Баренцевом море. Поисковый блок 4 (по результатам частотно-резонансной обработки спутниковых снимков): 1 — шкала значений комплексной величины пластового давления (МПа); 2 — тектонические нарушения (по результатам обработки снимков); 3 — контуры поискового блока 4 (участка проведения сейсмических исследований); 4 — примерное положение пробуренной скважины 7435/12; координаты: 74° 04' 18.12" N, 35° 48' 30.96" E. (Обработка локального участка расположения пробуренной скважины — январь 2018 г.)

лах поискового блока 2. Этот обследованный блок заслуживает детального изучения и разбуривания.

2. Площадь самой крупной аномальной зоны в пределах блока 2 — 340 км². Она существенно больше площади отдельных аномальных зон, закартированных в Карском и Средиземном морях. К сожалению, она расположена за пределами контура проведения сейсмических исследований 3D, а, следовательно, в процессе проведения лицензирования участок ее расположения может остаться нераспределенным.

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

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

5. Полученные в результате обработки данных ДЗЗ результаты могут быть использованы при обработке и интерпретации материалов сейсмических исследований.

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

В январе 2018 г. на сайте [38] обнаружена информация, что в пределах четвертого участка проведения сейсмических работ на перспективной структуре Korpffjell была пробурена скважина 7435/12-1 глубиной 1508 м; ее координаты: 74°04'18.12"N, 35°48'30.96"E, глубина моря — 253 м (рис. 16). Согласно [38], в скважине обнаружена залежь газа, которую на данный момент разрабатывать невыгодно. В [38] также отмечается, что испытание обнаруженного в скважине коллектора на притоки газа не проводилось.

Обратим внимание на то, что в мелком масштабе (1:400 000) обработки спутникового снимка четвертого участка на обследованной площади обнаружена только одна аномальная зона типа «газ + конденсат» в северной части площади. В районе расположения пробуренной скважины аномальные зоны не зафиксированы.

В связи с этим, в январе 2018 г. спутниковый снимок локального участка расположения скважины был обработан в более крупном масштабе 1:10 000. В результате, в непосредственной близости от пробуренной скважины (примерно в 2,5 км) были дополнительно обнаружены две небольшие аномальные зоны типа «газ+конденсат» с пластовыми давлениями 27,1 и 25,9 МПа (рис. 16). Эти аномальные зоны дополнительно нанесены на рис. 16. Отметим при этом, аномалии обнаружены на одной из резонансных частот газа, в отличие от северной аномалии, зарегистрированной на нескольких, традиционно используемых резонансных частотах газа.

В документе на сайте [40] утверждается, что в Баренцевом море для Норвегии представляют интерес в первую очередь крупные скопления углеводородов, обустройство и разработка которых коммерчески выгодна. С учетом данных на рис. 16 можно предположить, что перспективные на обнаружение крупных скоплений УВ объекты могут быть обнаружены оперативно с использованием технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков.

Обратим внимание на следующее обстоятельство. На сайте [32] помещена информация о результатах бурения скважин за последние годы на лицензионных площадях Норвегии в Северном и Баренцевом морях. К сожалению для операторов лицензионных блоков и Норвегии многие пробуренные скважины оказались сухими, или же в них обнаружены некоммерческие запасы углеводородов.

Директорат Норвегии по нефти (NPD) планирует в ближайшей перспективе открыть для лицензирования северо-восточную часть Баренцева моря площадью примерно 170 000 км², прилегающую к российской экономической зоне. Информация об этом имеется на сайте [34]. В отдельном документе на этом сай-

те приводится информация о проведенных в этом районе сейсмических исследованиях, а также некоторые сейсмические материалы. Спутниковые снимки этого крупного участка Баренцева моря могут быть оперативно обработаны с использованием прямопоисковой частотно-резонансной технологии с целью обнаружения и крупных скоплений УВ.

Обсуждение результатов

Для начала отметим, что некоторые из затронутых ниже вопросов и проблем уже анализировались в аналогичных разделах других статей, в том числе и в [15—21, 36—37]. Здесь еще раз обратим внимание на следующее.

1. В первую очередь акцентируем внимание на том, что проведенные экспериментальные исследования носят сугубо демонстрационный характер: основная цель, которая преследовалась авторами — демонстрация потенциальных возможностей мобильных прямопоисковых методов, которые в настоящее время могут быть использованы при проведении поисковых работ на нефть и газ, в том числе и на этапах выбора мест заложения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Весь комплекс необходимых работ на практически всех поисковых участках в различных регионах мира оперативно выполнен исключительно за счет средств (ресурсов) исполнителей, без внешнего финансирования.

2. Выше представлены в основном результаты частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ. Исследования с использованием геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ проведены только на поисковой площади «Берег». Практический опыт применения этого метода свидетельствует, что его детальность и информативность может быть существенно повышена при проведении декодирования 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. Предоставление перечисленных данных дает возможность провести 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 проведении описанных выше исследований перечисленные исходные данные отсутствовали, и обработка снимков проводилась без этапа эталонирования. В этой ситуации обследование всех участков выполнялось 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 обусловлен также и тем обстоятельством, что она может быть получена без привлечения имеющихся материалов геолого-геофизических исследований прошлых лет.

Дополнительная отличительная особенность полученных 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 становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [11, 14, 30, 44]. Мобильные геоэлектрические 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 зондирования ВЭРЗ по сети профилей позволяют рассчитать площади распространения продуктивных горизонтов, их объемы, а также оценить приближенно потенциальные ресурсы нефти и газа в пределах распространения отдельных аномальных зон. Данные геоэлектрических исследований по точности и детальности превосходят результаты обработки данных ДЗЗ.

6. В последнее время в процессе проведения исследований с использованием частотно-резонансного метода обработки спутниковых снимков начала активно применяться процедура 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 применялась при проведении исследований в районе пробуренной скважины «Белосарайская».

7. Информация о результатах обработки данных ДЗЗ на шельфе Тринидада и Тобаго может быть включена в материалы тендерной документации, если Государственным органом этого государства будет объявлен новый тендер на поиски и освоение углеводородных ресурсов этого обследованного блока.

По шельфу этого региона заслуживает также внимания статья [41], в которой анализируются результаты бурения 8 сухих скважин в глубоководной части шельфа Тринидада и Тобаго! Вполне понятно, что и там скважины закладывались по результатам проведенных геофизических исследований (сейсмических, в первую очередь). Остается только в очередной раз констатировать, что такие «скромные» результаты бурения указывают на целесообразность использования дополнительных методов и технологий (и в первую очередь, прямопоисковых) при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ, как на суше, так и на шельфе.

В статье [24, с. 3] приводятся сведения о результатах бурения в Черном море: «За последние три года в Турецкой, Болгарской и Румынской исключитель-

ных экономических зонах 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».

В статье авторов [17] также приводится краткая дополнительная информация о неутешительных результатах поисковых работ и бурения на шельфе в различных регионах мира.

8. В настоящее время поисковые и разведочные скважины закладываются исключительно по результатам сейсмических исследований и в большинстве случаев в центральных частях обнаруженных и закартированных антиклинальных структур. В связи с этим обратим внимание на некоторые публикации.

Многие исследователи указывают на фрактальность месторождений УВ. В частности, в диссертационной работе [4] установлена фрактальность большинства залежей и месторождений нефти и газа Западно-Сибирского НГБ и закономерная их приуроченность к активным фрактальным очагам геодинамики. Это наглядно демонстрируется в [4] картой накопленных отборов нефти на одном из месторождений региона.

Целесообразность привлечения для выбора мест заложения поисковых и разведочных скважин дополнительной и независимой информации следует также из результатов исследований, изложенных в статье [7, с. 3]. Здесь, в частности, констатируется, что «ведение поисковых работ на юге Западной Сибири (на юге Тюменской области) показало несостоятельность правила структурного (антиклинального) размещения скважин, что указывает на необходимость смены стратегии и методических подходов в организации здесь нефтегазопроисводческого процесса (и не только здесь)».

Такая же ситуация характерна и для других районов. Так, в диссертации [25] «показано, что месторождения Широкого Приобья имеют гораздо более сложную структуру, чем предполагалось ранее, обусловленную дизъюнктивно-блоковым строением природных резервуаров... Значительная часть скоплений УВ сосредоточена здесь не в своде, а на склонах и периклинальных окончаниях поднятий в тектонически экранированных ловушках. В связи с тем, что значительная доля запасов УВ аккумулируется в тектонически экранированных ловушках, автор обосновывает необходимость работ не только на сводах антиклинальных поднятий. Обводненность сводовых скважин не означает бесперспективность участка, а свидетельствует о более сложном размещении залежей» [25].

Эти выводы подтверждаются также результатами наших исследований, опубликованными в [18, с. 36—37]. Представленные выше материалы также свидетельствуют, что аномальные зоны типа «залежь УВ» располагаются самым разнообразным образом относительно выявленных структур — над многими структурами они отсутствуют вообще. А с учетом изложенного чуть выше мы имеем все основания утверждать, что отрицательные результаты бурения не могут являться окончательным вердиктом в пользу бесперспективности разбуренных структур. Целесообразно оперативно провести обработку спутниковых участков расположения разбуренных структур с целью обнаружения и картирования аномальных зон типа «залежь УВ». Такие работы не требуют значительных затрат времени и финансовых ресурсов. И 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.

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

9. Обратим также внимание и на следующее обстоятельство. Описанные выше, а также обнаруженные и картированные мобильными геофизическими методами в различных регионах мира многочисленные аномальные зоны типа «залежь УВ» (или же «проекции на земную поверхность прогнозируемых скоплений УВ») могут найти свое логическое объяснение с позиций глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов и их последующей вертикальной миграции в верхнюю часть земной коры и в атмосферу в рамках глобального процесса дегазации Земли. Результаты многочисленных исследований по проблеме глубинного происхождения УВ можно найти в публикациях [2, 9, 10, 27], а также в различных документах и материалах сайта [www.deeroil.ru]. К этому можно также добавить, что структура и характер расположения картируемых аномальных зон типа «залежь УВ» в целом подтверждают механизм формирования скоплений УВ, который в статьях [9, с. 582; 35, с. 5] сформулирован в следующем виде: «...Образование залежей нефти и газа происходит иначе. Поднимаясь из подкоровых слоев, абиогенно синтезированные нефть и газ по разлому и его опережающим трещинам «впрыскиваются» под колоссальным давлением мантийного очага в любую пористую и проницаемую среду, распространяясь в ней из разлома подобно грибообразному облаку. Они остаются сравнительно неподвижными, не всплывают ни в антиклинали, ни в синклинали, ни в наклонном или горизонтальном пласте, пока новые порции нефти и газа не продвинут их залежь. На это указывают эксперименты и практика строительства подземных газохранилищ в горизонтальных и наклонных водонасыщенных пластах песка или песчаника».

Многочисленные факты масштабной водородной дегазации Земли приводятся во многих журнальных публикациях. В частности, проблема «газового дыхания» Земли детально анализируется в статье [29]. По этой проблеме в [29, с. 22] констатируется следующее: «Обнаружение массовой дегазации через континентальные и донные морские западины, линейные и другие формы в пределах материков, материковых склонов и обширных территорий океанического дна свидетельствует о существовании единой огромной разветвленной сети многомиллионных подзападинных и линейных каналов, обеспечивающих гораздо большие объемы дегазации, чем считалось в соответствии с оценками, выполненными ранее».

У авторов складывается такое впечатление, что при выборе подготовленных по сейсмическим данным объектов и структур для разбуривания в большинстве случаев отмеченное обстоятельство не принимается во внимание. Такой неучет может, в некоторой степени, влиять и на успешность бурения.

10. И еще остановимся на одном принципиальном моменте. Во многих публикациях приводятся конкретные цифры финансовых затрат на приобретение лицензий на тендерах, геолого-геофизическое опознание лицензионных блоков и площадей и бурение скважин. В частности, на сайте [42] приводится

следующая информация по блоку 1—21 Хан Аспарух, который расположен в пределах глубоководного шельфа в болгарском секторе Черного моря и занимает площадь 14220 км² с глубиной воды до 2200 м. Компания Total выиграла тендер на поиски и разведку нефти и газа в пределах блока в 2012 г. По условиям контракта Total обязалась инвестировать более 1,0 млрд. евро (1,19 млрд. долларов США) в процесс разведки газа, а Болгария должна получить 40 миллионов евро в виде бонусных платежей от сделки.

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

Приведенные цифры как по блоку 1—21 Хан Аспарух, так и в публикациях по другим лицензионным площадям огромны! И 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 использованию 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 технологические специалисты, геологи и геофизики, а также менеджмент нефтегазовых и сервисных компаний (крупных и мелких) стараются, как бы, такого рода инновационных технологий не замечать. И даже не принимают во внимание уже имеющиеся материалы по отработанным площадям и участкам, переданные на безвозмездной основе.

Такое отношение к инновационным технологиям — это следствие господствующего стереотипа мышления: только традиционные геофизические методы (сейсмический, в первую очередь) дают возможность наиболее эффективно (процент успешности бурения в среднем — 30 %) 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 на примерах решения конкретных нефтепоисковых задач демонстрировать потенциальные возможности и преимущества прямопоисковых технологий в научных публикациях, документах информационного и рекламного характера, а также в презентациях на научно-практических конференциях, семинарах, симпозиумах. А основания для этого достаточно весомые — даже повышение показателя успешности бурения в два раза может привести к существенному ускорению и оптимизации геологоразведочного процесса на нефть и газ в целом.

11. Целесообразно вспомнить здесь и зарубежный опыт, который также свидетельствует, что такое «неприятие» инновационных технологий и методов (в том числе и мобильных и прямопоисковых) явление в мировой практике, скорее всего, закономерное, чем исключительное. Так, в статье [33, с. 37] по этому поводу отмечается: «История показывает, что ... успешные, существенно изменяющие правила игры, технологии ... часто переживают сравнительно трудные времена становления. Фактически, сообщество потребителей услуг стремится отвергать их, иногда из незнания, иногда из страха, но в большей степени в силу

того, что такие технологии обычно нарушают статус-кво. Они часто, в наилучшем значении этого слова, являются разрушающими технологиями».

12. В последнее время на многих участках обследования проводятся поиски каналов вертикальной миграции глубинных флюидов с использованием разработанной и апробированной методики, описанной в [20, 36]. Такие каналы (локальные участки с очень высокими значениями пластового давления) обнаружено в пределах многих закартированных аномальных зон [20, 36]. Согласно [3], в скважинах, пробуренных в окрестностях каналов миграции, могут быть получены повышенные притоки углеводородов. С другой стороны, каналы вертикальной миграции являются весомым аргументом в пользу глубинного, эндогенного синтеза УВ.

На важность проблемы поисков и локализации вертикальных каналов миграции глубинных флюидов акцентируют также внимание и другие исследователи. Так, автор статьи [28, с. 48] утверждает, что «геофизические методы поисков ловушек углеводородов могут быть дополнены прогнозированием нефтеподводящих каналов, что будет способствовать повышению эффективности нефтепоискового бурения».

К процитированному выше добавим, что дополнительными (и достаточно важными) поисковыми признаками можно также считать картируемые прямопоисковыми геофизическими методами аномальные зоны типа «залежь нефти», «залежь газа», «залежь конденсата», а также выделяемые этими методами в разрезе аномально поляризованные пласты типа «нефть», «газ», «конденсат», «вода», и т. д.

13. Основным элементом методики целенаправленного обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов [20, 36] является частотно-резонансная обработка спутниковых снимков с целью регистрации аномальных откликов на резонансных частотах гелия и водорода на начальном этапе поисков. В дальнейшем, в пределах аномальных зон типа «гелий» и «водород» проводится оценивание максимальных значений пластового давления. Эта методика активно применяется в настоящее время при проведении исследований на поисковых площадях и участках.

В связи с отмеченным есть основания для утверждений, что мобильная технология частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ может также успешно использоваться и для оперативного обнаружения и картирования возможных скоплений (крупных) водорода и гелия на участках (площадях) интенсивной водородной дегазации.

14. Авторы не являются пионерами использования данных дистанционного зондирования Земли (спутниковых снимков) для «прямых» поисков месторождений полезных ископаемых. Такие технологии разработаны ранее и активно используются в настоящее время во многих странах. В качестве примера укажем на технологии «Томко» [23] и «Поиск» [8]. Своими публикациями материалов, полученных с помощью используемого мобильного метода, мы пытаемся также обратить внимание научных сотрудников и специалистов нефтяных компаний и сервисных геофизических организаций на те потенциальные возможности, которые такого типа мобильные прямопоисковые технологии позволяют получить при решении конкретных задач на различных этапах поисков, разведки и разработки залежей нефти и газа.

Заключение

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

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

Оперативная обработка в детализационном режиме данных ДЗЗ участков расположения выявленных перспективных структур и объектов позволяет получать новую (дополнительную) и, главное, независимую информацию, которая вместе с имеющимися геолого-геофизическими материалами позволяет сформировать более полное (адекватное) представление о перспективах их нефте- и газоносности. При этом материальные (финансовые) и временные затраты на получение этой информации несопоставимы с затратами (временными и финансовыми) предыдущих лет на геолого-геофизическое изучение отдельных структур и объектов.

Применение мобильной технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ на начальных этапах поисковых работ позволит в пределах обнаруженных и закартированных аномалий типа «залежь УВ» проводить сейсмические исследования 3D повышенной детальности. Использование технологии для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой структур и объектов предоставит возможность оптимизировать расположение первых поисковых скважин. Целенаправленное использование технологии при поисках и разведке скоплений УВ позволит ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс в целом.

Результаты практического применения мобильных и прямопоисковых методов на суше и на шельфе в различных регионах мира (в том числе и приведенные в настоящей статье) позволяют авторам вполне обоснованно констатировать целесообразность их целенаправленного использования для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности крупных поисковых блоков, а также локальных участков на этапах их подготовки к аукционам (тендерам).

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

Потенциальные покупатели лицензионных блоков (нефтяные компании, частные инвесторы) также могут проводить (финансировать) предварительную оценку их нефтегазоносности на этапе проведения лицензирования. Материалы

такой оценки позволят им принять более обоснованное решение о целесообразности участия в торгах по конкретному лицензионному блоку (участку).

Супермобильная технология частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных ДЗЗ предоставляет реальную возможность оперативно проводить в рекогносцировочном режиме обследование слабоизученных блоков и площадей в известных нефтегазоносных районах с целью обнаружения наиболее крупных и перспективных объектов (прогнозируемых скоплений УВ) для детального изучения и разбуривания. Это может существенным образом ускорить освоение нефтегазового потенциала этих регионов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Південний нафтогазоносний регіон. **VI**. Львів, 1998. 225 с.
2. Багдасарова М.В. Дегазация Земли — глобальный процесс, формирующий флюидогенные полезные ископаемые (в том числе месторождения нефти и газа) *Электронный журнал «Глубинная нефть»*. 2014. **2**, № 10. С. 1621—1644. URL:http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-10-2014/5_Bagdasarova_2-10-2014.pdf.
3. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 344 с.
4. Бембель С.Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири: автореф. дис..... доктора геолого-минералогических наук. Тюмень, 2011. 32 с.
5. Есипович С.М., Семёнова С.Г., Семенец О.И. К оценке перспектив нефтегазоносности некоторых участков Азовского моря. *Геол. и полезн. ископ. Мирового океана*. 2010. № 3. С. 20—27.
6. Запывалов Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти. *Георесурсы*. 2013. № 3(53). С. 3—5
7. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопроисковых работ в Западной Сибири. *Геол. нефти и газа*. 2012. № 3. С. 2—6.
8. Ковалев Н.И., Гох В.А., Иващенко П.Н., Солдатова С.В. Опыт практического использования аппаратуры комплекса «Поиск» для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений. *Геоинформатика*. 2010. № 4. С. 46—51.
9. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса. *Журнал Всесоюз. хим. общества им. Д.И. Менделеева*. 1986. **31**, № 5. С. 581—586.
10. Кусов Б.Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза): монография. 2-е изд., доп. Владикавказ: ИПО СОИГСИ, 2011. 195 с.
11. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Экспресс-технология «прямых» поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами: результаты практического применения в 2001—2005 гг. *Геоинформатика*. 2006. № 1. С. 31—43.
12. 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.
13. 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.
14. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований. *Геофиз. журн.*. 2012. **34**, № 4. С. 167—176.
15. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Новые результаты рекогносцировочных исследований в Баренцевом море с целью поисков скоплений углево-

- дородов методом частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ. *Геоінформатика*. 2014. № 3. С. 21—32.
16. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Мобильные геофизические технологии: экспериментальное изучение возможности применения для поисков скопленных углеводородов в районах распространения сланцев в Восточной Европе. *Геоінформатика*. 2014. № 4. С. 5—29.
 17. 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. *Геоінформатика*. 2015. № 1. С. 5—26.
 18. 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. *Геоінформатика*. 2015. № 3. С. 5—30.
 19. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Оперативная оценка перспектив нефтегазоносности участка в районе газового месторождения Zohr на шельфе Египта в Средиземном море частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ. *Геоінформатика*. 2015. № 4. С. 5—16.
 20. 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. *Геоінформатика*. 2016. № 2. С. 5—23.
 21. 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. *Геоінформатика*. 2017. № 1. С. 5—18.
 22. Попков В.И., Попков И.В., Деметьева И.Н. Новый региональный нефтегазоперспективный объект Скифской плиты. *Геология, география и глобальная энергия*. 2011. № 2(41). С. 111—114.
 23. Ростовцев В.В., Лайнвебер В.В., Ростовцев В.Н. К большой нефти России. *Геоматика*. 2011. № 1. С. 60—62.
 24. Русаков О.М., Кутас Р.И. Фата-моргана биогенной доктрины углеводородов в Черном море. *Геофизический журнал*. 2014. 36, № 2. С. 3—17.
 25. Сапрыкина А.Ю. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук. Москва: МГУ, 2002. 14 с.
 26. Соловьев В.Д., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. Опыт использования комплексных мобильных технологий при поисках и геофизическом картировании глубинных скопленных углеводородов в структурах Западной Антарктики. *Геофиз. журнал*. 2017. 39, № 1. С. 123—143.
 27. 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. *Тектоніка і стратиграфія*. 2015, вип. 42. С. 114—159.
 28. Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты. *Георесурсы*. 2009. № 1(29). С. 46—48.
 29. Шестопалов В.М., Макаренко А.Н. О некоторых результатах исследований, развивающих идею В.И. Вернадского о «газовом дыхании» Земли. *Геолог. журн*. 2013. № 3. С. 7—25.
 30. Шуман В.Н., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Радиоволновые зондирующие системы: элементы теории, состояние и перспектива. *Геоінформатика*. 2008. № 2. С. 22—50.
 31. Якимчук М.А. Електричне поле і його роль у житті Землі. *Геоінформатика*. 2014. № 3. С. 10—20.
 32. Exploration drilling results. URL: <http://www.npd.no/en/news/Exploration-drilling-results/>

33. Feather K. The rapid adoption of seabed logging. *Scandinavian Oil and Gas magazine*. 5/6. 2007. P. 37–38. URL: <http://www.emgs.com/content.ap?thisId=228&TPYear=2007&DocumentTypeId=2&ContentParents>
34. Geological assessment of petroleum resources in eastern parts of Barents Sea north 2017. URL: <http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Geological-assessment-of-petroleum-resources-Barents-Sea-north-2017/>
35. Kutcherov V.G., Krayushkin V.A. Deep-seated abiogenic origin of petroleum: From geological assessment to physical theory. *Reviews of Geophysics*, 2010, 48/ URL: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2008RG000270/pdf> (Accessed 25 March 2016).
36. 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*, v. 5, №. 1, March 2017, P. 48–91. URL: www.ncgt.org
37. Levashov Sergey, Yakymchuk Nikolay, and Korchagin Ignat. On the Possibility of Using Mobile and Direct-Prospecting Geophysical Technologies to Assess the Prospects of Oil-Gas Content in Deep Horizons. Oil and Gas Exploration: Methods and Application. 2017, *American Geophysical Union*. P. 209–236.
38. Minor gas discovery in the Barents Sea 7435/12-1. URL: <http://www.npd.no/en/news/Exploration-drilling-results/2017/743512-1/>
39. Murtuzayev Ibrahim. New gas field in the North Apsheron Trough, Central Caspian Sea: where to search for URL: <https://www.dropbox.com/sh/d0e63u2kw0kktwq/AACb4qoju6ueMkQuGPOWQ3uta?dl=0>
40. Norway Desperately Needs Large Oil Discoveries. URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/15909/norway-desperately-needs-large-oil-discoveries/>
41. Rajnauth J. and Boodoo C. Trinidad and Tobago's First Deepwater Drilling Campaign. *The West Indian Journal of Engineering*. 2013. 35. №. 2, P.4–14.
42. Total's Bulgarian unit starts second drilling for oil, gas in Black Sea. URL: <https://seenews.com/news/totals-bulgarian-unit-starts-second-drilling-for-oil-gas-in-black-sea-584607>
43. Weaver Barry W., Warren Roy K. Electric power grid induced geophysical prospecting method and apparatus. International Patent No WO 2004/106973 A2, Dec. 9, 2004.
44. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N. Express-technology for direct searching and prospecting of hydrocarbon accumulation by geoelectric methods. International petroleum technology conference, 3–5 December 2008. Kuala Lumpur, Malaysia. Paper IPTC-12116-PP. Conference CD-ROM Proceedings. 11 pages. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-12116-MS>.
45. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea *Offshore Technology Conference Arctic Technology Conference*, 23–25 March, Copenhagen, Denmark, 2015. DOI:10.4043/25578-MS. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS>.

Статья поступила 29.01.2018

С.П. Левашов, М.А. Якимчук, І.М. Корчагин, Д.М. Божежа

МОБІЛЬНІ ПРЯМОПОШУКОВІ ТЕХНОЛОГІЇ: ДЕЯКІ РЕЗУЛЬТАТИ ЇХ ЗАСТОСУВАННЯ ПРИ ПОШУКАХ НАФТИ ТА ГАЗУ В МОРСЬКИХ АКВАТОРІЯХ

Аналізуються результати застосування мобільних прямопошукових методів для оцінки перспектив нафтогазоносності локальної ділянки в перехідній зоні суша-море, а також пошукових блоків на шельфі в різних регіонах земної кулі. Експериментальні дослідження проведені з використанням частотно-резонансного методу обробки супутникових знімків (перший і другий етапи) та геоелектричних методів становлення короткоімпульсного електромагнітного поля (СКІП) і вертикального електрорезонансного зондування (ВЕРЗ) (третій етап). За результатами обробки супутникових знімків на обстежених ділянках виділені аномальні зони типу «по-

лад ВВ» для проведення детальних досліджень. Визначено оптимальні місця для закладення пошукової свердловини. Проведені дослідження демонструють спроможність і ефективність прямопошукової технології (частотно-резонансного методу обробки супутникових знімків та геоелектричних методів СКІП і ВЕРЗ) при пошуках скупчень ВВ в акваторіях шельфу, а також в транзитних зонах суша-море.

Ключові слова: мобільна технологія, шельф, аномалія типу поклад, нафта, газ, деталізація, польові роботи, геоелектричні методи, супутникові дані, прямі пошуки, обробка даних ДЗЗ, інтерпретація.

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

MOBILE DIRECT-PROSPECTING TECHNOLOGIES:
SOME RESULTS OF THEIR APPLICATION FOR OIL
AND GAS SEARCHING WITHIN OFFSHORE

The results of mobile and direct-prospecting methods using for the prospects of oil and gas potential estimating of a local site in the land-sea transition zone, as well as search blocks within offshore in different regions of the globe, are analyzed. Experimental studies were carried out using the frequency-resonance method of satellite images processing (first and second stages) and geoelectric methods of the forming a short-pulsed electromagnetic field (FSPEF) and vertical electric-resonance sounding (VERS) (third stage). Based on the results of satellite images processing, anomalous zones of the «hydrocarbon reservoir» type were identified within the surveyed areas for detailed studies. The most optimal locations for the prospecting well were determined. Non-productive wells, drilled within two search blocks on the offshore, do not fall into the contours of the mapped anomalies of the «hydrocarbon deposits» type. The conducted studies demonstrate the efficiency and effectiveness of the direct-prospecting technology (frequency-resonance method of satellite images processing and FSPEF and VERS geoelectric methods) during the hydrocarbon accumulations searching in the offshore, as well as in the land-sea transition zone.

Keywords: mobile technology, the anomaly of deposit type, oil, gas, detailing, field work, geoelectric methods, satellite data, direct search, remote sensing data processing and analysis, interpretation.