

**НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ
ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ,
ТРУДНОДОСТУПНЫХ И УДАЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ,
ЛИЦЕНЗИОННЫХ БЛОКОВ**

© С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, 2010

*Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, Украина,
Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле ИГН НАН Украины, Киев, Украина,
Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина*

Given in the paper are practical results of the experimental approbation in 2009–2010 of original technology of the satellite data processing and interpretation for the “direct” prospecting and exploration of hydrocarbon (HC) deposits, ore minerals and water-bearing reservoirs. They witness that technology allows to find and map operatively the anomalous zones of “oil deposit” and (or) “gas deposit” type, which are conditioned by large-scale and medium size HC deposits. The satellite data processing results are analyzed in the region of HC deposits location in different oil-and-gas bearing basins: Shebelinskoe, Kobzevskoe and Subbotinskoe (Ukraine), Tengiz, Teren-Uzyuk, Koshkimbet, Karaton (the Republic of Kazakhstan), Romashkinskoe and Vankorskoe (Russia), Dovletabad-Donmez and Southern Iolotan (Turkmenistan) etc. It is shown that the anomalous objects of small sizes (100–300 m) can be discovered and mapped during the processing and interpreting of the vast scale (1 : 10 000 and more large) and resolution satellite data. The satellite data processing technology integration with the ground-based methods of forming a short-pulsed electromagnetic field (FSPEF) and vertical electric-resonance sounding (VERS) (FSPEF–VERS express-technology) makes it possible to increase essentially the efficiency of these methods. Operative “satellite” technology of the oil-and-gas prospects estimation can be used during reconnaissance examination of difficult of access and remote regions, including Arctic and Antarctic offshore. Application of this technology together with the traditional geophysical methods in the oil-and-gas-prospecting works greatly can increase the efficiency of the geological prospecting stage of the work – reduce the economic and temporal expenses, as well as financial risks on their realization.

Keywords: oil, gas, deposit, satellite data, technology, direct prospecting, processing, interpretation, geoelectric methods, difficult of access region, arctic offshore.

Главное – это не поддаваться
господствующим стереотипам мышления.
В.Н. Страхов

Введение. Неклассическая инновационная технология оперативных геофизических исследований (в том числе “прямых” поисков и разведки скоплений нефти и газа, а также рудных полезных ископаемых, водоносных горизонтов и коллекторов), включающая в себя геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) (экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ) [7–9, 13, 14, 16, 17, 30, 40], дает возможность оперативно и с относительно небольшими финансовыми затратами получать новую (дополнительную) информацию о перспективах нефтегазоносности, рудоносности и водоносности изучаемых объектов, площадей, территорий и месторождений. Возможность проведения съемки СКИП с автомобиля и (или) летательного аппарата позволяет оперативно обследовать крупные поисковые площади в сжатые

сроки. Однако в удаленных и труднодоступных регионах (тундра, тайга, горные участки, мелководная часть шельфа и др.) сроки проведения наземных полевых работ существенно увеличиваются из-за необходимости выполнения съемки методом СКИП и зондирования ВЭРЗ практически в пешем порядке.

В таких ситуациях на начальных этапах геологоразведочных работ определенную (и, возможно, существенную) помощь в повышении эффективности разведочного процесса в целом могут оказать дистанционные методы исследований (зондирования) Земли, которые в настоящее время активно применяются для решения широкого класса поисковых, экологических и мониторинговых задач. Обработка и дешифрирование результатов дистанционных зондирований позволяют выделить в пределах территории поисковых работ наиболее перспективные участки существенно ограниченного размера для детального обследования наземными методами СКИП и ВЭРЗ (или другими традиционными геофизическими

методами). Некоторые из многочисленных технологий дистанционного опознания нефтеперспективных территорий, а также практические примеры их использования приведены в работах [5, 6, 24, 25, 29, 35]. В частности, в Республике Казахстан на Костанайской нефтегазоперспективной площади (свыше 4000 км²) на начальном этапе обследования применялся метод волнового космогеофизического прогнозирования нефтегазоносности [6]. На следующем этапе заверка результатов космогеофизического прогноза осуществлялась геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ [15].

Отметим, что современное состояние и перспективы развития аэрокосмических методов всесторонне проанализированы и обсуждены в 2009 г. на международной научно-технической конференции “Аэрокосмические технологии в нефтегазовом комплексе”. В тезисах докладов этой конференции [25] обсуждены следующие важные проблемы:

- а) геологическое строение нефтегазоносных регионов на основе интерпретации аэрокосмических данных;
- б) поиски и разведка месторождений нефти и газа с использованием аэрокосмических методов и технологий;
- в) аэрокосмические методы и технологии при решении задач в области разработки и обустройства месторождений нефти и газа;
- г) применение новых аэрокосмических методов и средств для решения задач транспортировки углеводородов (УВ);
- д) аэрокосмические методы и технологии для решения экологических проблем в нефтегазовом комплексе;
- е) аэрокосмический мониторинг труднодоступных нефтегазоносных регионов Арктики и Крайнего Севера;
- ж) методы и технологии обработки и интерпретации аэрокосмических данных при мониторинге объектов нефтегазового комплекса;
- з) геоинформационное обеспечение нефтегазовой отрасли на основе анализа аэрокосмических данных;
- и) современная аэрокосмическая техника и технологии для решения задач нефтегазовой отрасли;
- к) подготовка кадров в области применения аэрокосмических методов и технологий в интересах нефтегазовой отрасли.

Авторами также ведутся исследования над возможностью использования традиционных и новых подходов к обработке и дешифрированию данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). Один из таких подходов и разрабатываемая на его основе технология обработки и дешифрирования спутниковых данных к настоящему времени прошли экспериментальную апробацию на из-

вестных месторождениях и перспективных на нефть и газ площадях, в том числе и на некоторых крупных нефтяных и газовых месторождениях в различных нефтегазоносных регионах.

Конкретные примеры проведенной апробации приводятся и анализируются ниже. Однако прежде чем приступить к их непосредственному описанию, обращаем внимание на некоторые принципиальные моменты и важные особенности разработки и продвижения (внедрения) в практическую деятельность инновационных геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ [7–9, 13, 14, 16, 17, 30, 40].

В первую очередь напомним, что сначала экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ “прямых” поисков и разведки скоплений УВ разрабатывалась исключительно посредством выполнения большого объема полевых экспериментов на известных месторождениях нефти и газа, а также на перспективных площадях и участках с установленными геофизическими методами, в основном сейсморазведкой, структурными ловушками антиклинального типа. Отметим при этом, что экспериментальные исследования в подавляющем большинстве случаев проводились во время решения конкретных практических задач, в том числе по договорным обязательствам. Такой путь разработки и продвижения новой технологии в корне противоречит *господствующему стереотипу мышления: теория – эксперимент – практика*. Однако именно он позволил добиться определенного прогресса в практическом применении инновационной технологии, а также в последующем ее совершенствовании и становлении, невзирая на отсутствие внешних источников финансирования самого процесса разработки.

Вместе с тем такой “неклассический” подход породил и определенные проблемы, связанные с “неприятием” новой технологии из-за отсутствия (временного, кстати говоря) ее законченного теоретического обоснования. В определенных случаях преодолению такого скепсиса потенциальных пользователей технологии способствовало проведение дополнительного объема полевых экспериментальных исследований на конкретных, достаточно изученных объектах, а также полевых работ с целью выяснения причин опасных геологических процессов, связанных как с техногенными, так и природными явлениями и факторами [18, 38]. Активно ведутся работы по теоретическому обоснованию нетрадиционных геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ – некоторые соображения по этой проблеме излагаются и анализируются в публикациях [30, 31].

Зарубежный опыт свидетельствует, что “неприятие” инновационных технологий и методов (в том числе экспресс-технологии СКИП–ВЭРЗ) – явление в мировой практике скорее закономерное,

чем исключительное. Так, Ken Feather, вице-президент по маркетингу компании EMGS, прошедшей трудный путь становления и признанной представителями нефтегазового сообщества только после получения в 2003 г. премии журнала World Oil за разработку метода Sea Bed Logging (SBL) [www.emgs.com], пишет [32]: “История показывает, что ... успешные, существенно изменяющие правила игры технологии ... часто переживают сравнительно трудные времена становления. Фактически сообщество потребителей услуг стремится отвергать их, иногда из-за 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*”.

Анализ опыта зарубежных компаний, с одной стороны, свидетельствует, что при правильной организации “маркетинговой и рекламной стратегии” инновационные технологии могут быть признаны потенциальными потребителями. С другой стороны, он также подтверждает правильность принятой нами стратегии продвижения технологии СКИП–ВЭРЗ на рынок нефтегазопроисследовательских услуг, ориентированной в первую очередь на практическую демонстрацию ее мобильности, эффективности и оперативности при решении как нефтегазопроисследовательских задач, так и широкого класса задач приповерхностной геофизики и рудной геологии.

Характерные особенности выполненных исследований. Процесс обработки и интерпретации спутниковых данных сводится к обнаружению и картированию в пределах обследуемой территории (участка, конкретного объекта) специфических аномальных зон типа “залежь нефти”, “залежь газа”, “залежь урановых руд”, “залежь золотоносных пород”, “водоносный горизонт (коллектор)” и др. Характерная (отличительная) особенность аномальных зон типа “залежь...” (АТЗ) состоит в том, что в каждом конкретном случае они могут быть “прямыми” индикаторами (признаками) нефтеносности (газосности, рудности, водоносности и др.) разреза в пределах соответствующих выделенных и закартированных аномалий.

Некоторые общие для всех обследованных площадей особенности процесса обработки и интерпретации спутниковых данных изложены ниже.

1. Поскольку размеры многих участков обследования значительны, принималось, что в большинстве случаев проводилась специальная обработка спутниковых данных исключительно рекогносцировочного характера. Это значит, что некоторое количество мелких и, возможно, даже средних объектов (месторождений УВ) могло быть пропущено. Однако при обработке

материалов ДЗЗ более крупного масштаба они, в принципе, могут быть выявлены и закартированы. Основная цель проведенных исследований – выяснение возможности обнаружения и картирования в процессе обработки и дешифрирования спутниковых данных крупных и средних месторождений УВ.

2. На некоторых графических иллюстрациях в статье указан масштаб спутниковых материалов, которые использовались для обработки и интерпретации. К рисункам, представленным ниже, он не относится. Выполненные эксперименты показывают, что применение для обработки крупномасштабных данных ДЗЗ позволяет обнаруживать и картировать аномальные объекты небольших размеров.
3. Точки определения аномального отклика показаны практически на всех рисунках, на некоторых из них приведены зафиксированные значения аномального отклика. В основном, точки распределены по площади участков обследования неравномерно. Сгущение точек регистрации аномального отклика проводилось только на участках обнаружения АТЗ с целью детализации их контуров. Вполне понятно, что при сгущении пунктов регистрации отклика точность и детальность определения аномальных объектов могут быть повышены.
4. Результаты обработки и дешифрирования спутниковых данных на некоторых рисунках представлены в условных координатах.

Шебелинское газоконденсатное месторождение.

Вполне закономерно, что при проведении апробации новой технологии особого интереса заслуживают месторождения и перспективные площади, на которых проводились наземные геоэлектрические исследования методами СКИП–ВЭРЗ, так как в этих случаях предоставляется реальная возможность сопоставить результаты наземных исследований с материалами обработки спутниковых данных.

К таким объектам следует отнести и крупнейшее в Украине Шебелинское газоконденсатное месторождение (ГКМ). Особенность этого объекта в том, что он достаточно хорошо изучен. На месторождении и в его окрестностях выполнены наземные работы методами СКИП и ВЭРЗ рекогносцировочного характера. В окрестностях месторождения в настоящее время продолжают геолого-геофизические работы, планируется бурение скважины с целью установления перспектив нефтегазосности глубинных горизонтов разреза. Это позволит в перспективе объективно оценить достоверность прогноза нефтегазосности самой Шебелинской структуры и прилегающих к ней отдельных участков геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ и технологией специальной обработки спутниковых данных.

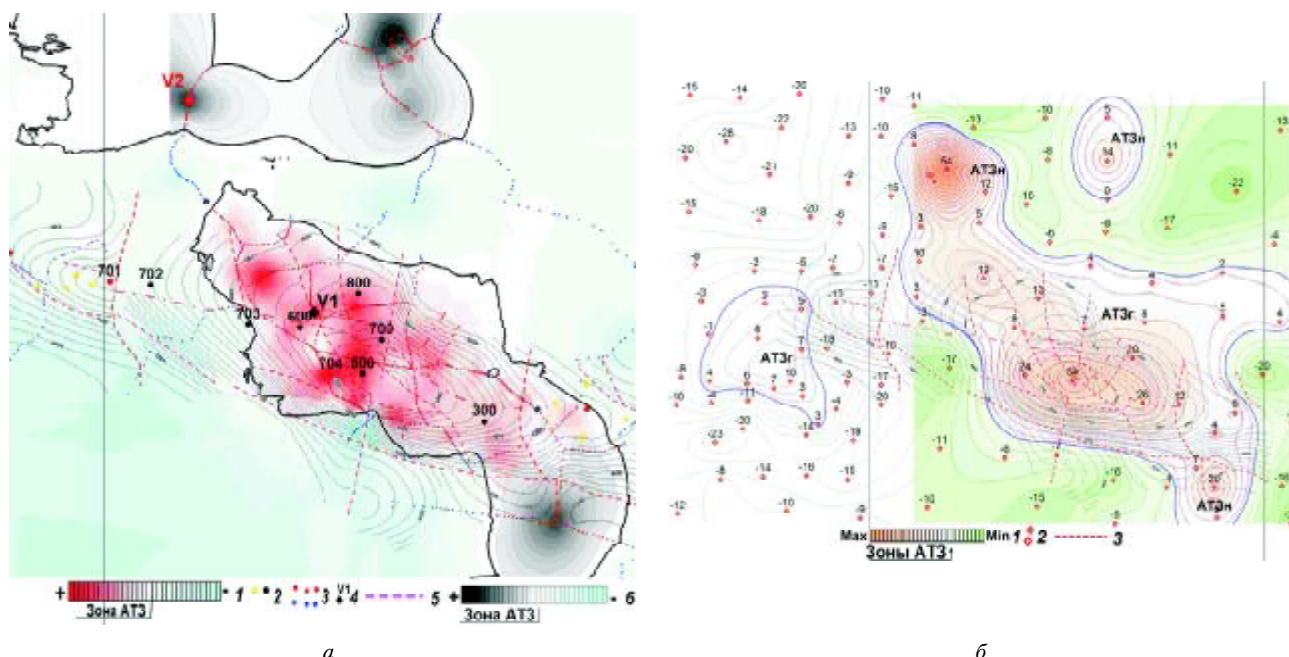


Рис. 1. Структурная карта горизонта V611-n (C_{2m}) Шебелинского газоконденсатного месторождения: а – карта геоэлектрических аномалий типа “залежь”: 1 – шкала значений поля СКИП (АТЗ типа “газ + конденсат” в пределах Шебелинской структуры); 2 – скважина и ее номер; 3 – точки съемки СКИП (с аномальными значениями – красные); 4 – пункт ВЭРЗ; 5 – тектонические нарушения; б – результаты специальной обработки спутниковых данных участка расположения месторождения: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – тектонические нарушения (по сейсмическим данным); АТЗг (АТЗн) – аномалия типа “газ” (“нефть + газ”)

В феврале 2008 г. на Шебелинском ГКМ были проведены рекогносцировочные работы методами СКИП и ВЭРЗ. Полученные результаты (рис. 1, а) позволили констатировать следующее [17, 30, 40]:

- а) закартированная аномалия типа “залежь” удовлетворительно совпадает с контуром структуры, в ее пределах фиксируются участки повышенных и пониженных значений;
- б) в пределах Западно-Шебелинской площади, а также в западной части самой Шебелинской структуры АТЗ не зафиксированы, что ставит под сомнение целесообразность проведения здесь дальнейших геолого-геофизических работ и бурения;
- в) небольшая аномалия выявлена в пределах Северно-Шебелинской площади;
- г) в центре Восточно-Шебелинской площади зафиксирована аномалия типа “залежь”, в южном направлении выявлена интенсивная аномалия – продолжение аномалии над Шебелинской структурой, полностью она не околонтурена;
- д) на Южно-Шебелинской площади маршрутная съемка СКИП не проводилась;
- е) севернее Шебелинской структуры отдельными маршрутами съемки обнаружены две аномальные зоны типа “залежь” (рис. 1, а);
- ж) в аномальной зоне месторождения зондированием ВЭРЗ в точке V1 (рис. 1, а) в интервале глубин 1100–6500 м установлено три интервала газоносности (1385–1466 м, 3 аномально поляризованных пласта (АПП) “газ”, $H_c = 23$ м;

- 1584–1772 м, 3 АПП “газ”, $H_c = 28$ м; 1860–2150 м, 22 АПП “газ”, $H_c = 118$ м), последний из которых может классифицироваться как интервал интенсивной газонасыщенности. Массивно-пластовая залежь УВ на Шебелинском ГКМ фиксируется 22 АПП на диаграмме зондирования. АПП типа “соль” зафиксирован на глубине 5140 м, прослежен до 6500 м – нижняя граница соли не достигнута;
- з) в северной аномальной зоне зондированием в точке V2 (рис. 1, а) в интервале 1000–6600 м выделено два этажа газоносности (2639–3039 м, 3 АПП “газ”, $H_c = 10$ м; 5510–6600 м, 8 АПП “газ” и “нефть”, $H_c = 160$ м), причем в нижнем интервале для АПП “газ” $H_c = 57$ м, для АПП “нефть” $H_c = 107$ м, глубже он не прослежен. Суммарная мощность всех АПП в этой точке равна 170 м и практически сопоставима с таковой в точке V1.

Результаты обработки спутниковых данных площади Шебелинского ГКМ представлены на рис. 1, б. В целом выявленные и закартированные аномальные зоны типа “залежь” удовлетворительно коррелируются с геоэлектрическими аномальными зонами, закартированными наземной съемкой методом СКИП. Акцентируем внимание на следующее.

1. Максимальные значения аномальных откликов фиксируются в центральной части Шебелинской структуры.
2. По результатам дешифрирования выявлены две аномальные зоны севернее структуры, а

также аномальная зона южнее структуры (наземной съемкой СКИП также).

3. В пределах северо-западной части структуры аномалии типа “залежь” отсутствуют (аналогично результатам наземной съемки СКИП).
4. Небольшая по площади и интенсивности аномальная зона проявилась в западной части обследованного участка. Наземная съемка методом СКИП на этом участке не проводилась.

Не исключается вариант, что в областях повышенных значений аномальных откликов могут находиться скважины с повышенными дебитами флюидов. Здесь возможно также наличие зон подтока флюидов (солитонных трубок). Однако этот вопрос требует более детального изучения.

Кобзевское ГКМ. Специалисты считают, что повышение уровня добычи УВ в Украине может быть достигнуто при активном освоении шельфов Черного и Азовского морей, глубинных нефтегазоперспективных горизонтов в Днепровско-Донецкой впадине (ДДВ), перспективных территорий Причерноморского региона. В декабре 2006 г. в ДДВ проведены экспериментальные исследования для определения возможностей технологии СКИП–ВЭРЗ при изучении глубинных горизонтов разреза с целью выявления скоплений УВ [16, 40]. Такого рода работы выполнены и на Кобзевском ГКМ, где большие надежды возлагаются на открытие продуктивных отложений на глубинах до 6500 м [2].

Съемка СКИП рекогносцировочного характера проведена здесь только вдоль основных дорог. Аномалия типа “залежь” зафиксирована на площади работ в пределах брахиантиклинальной складки (рис. 2, а). Выделены два максимума аномальных значений поля СКИП. Размеры аномальной зоны составляют 16×6 км. Зондированием ВЭРЗ вблизи скв. 22 и 11 (рис. 2, а) в интервалах глубин 3200–7600 и 6100–7600 м со-

ответственно выделены АПП типа “газосодержащий пласт” и определены глубины их залегания и мощности [16, 40].

В целом результаты наземных геоэлектрических исследований в пределах Кобзевского ГКМ подтвердили научно обоснованные прогнозы специалистов ДК “Укргазвидобування” и ДП “УкрНИИГаз” [2] о возможном наличии этажа газоносности на глубине более 6000 м.

Результаты обработки и дешифрирования спутниковых данных Кобзевского месторождения представлены на рис. 2, б. По спутниковым данным здесь выделены практически все аномальные зоны, в том числе в районе населенного пункта Кегичевка (северо-восточный угол участка обследования). Небольшая, но достаточно интенсивная аномальная зона типа “залежь” примыкает к Кобзевской структуре с севера (на рис. 2, б показаны зоны максимального скопления газа в районах расположения Кобзевской и Кегичевской аномалий). Однако в районе “северной” аномальной зоны аномальные эффекты от газовых залежей при обработке спутниковых данных не проявились; зафиксированы только эффекты от конденсата и нефти. Тем не менее на эту зону следует обратить внимание при проведении дальнейших геолого-геофизических работ в районе месторождения.

Сопоставление рис. 2, а, б свидетельствует, что “спутниковые” и “наземные” аномальные зоны типа “залежь” удовлетворительно коррелируют между собой. Это обстоятельство позволяет сделать вывод, что АТЗ, обнаруженные и закартированные наземными методами СКИП и ВЭРЗ, могут быть доисследованы “спутниковым” методом и наоборот.

Экспериментальные исследования в северной части Украинского щита. В условиях господства осадочно-миграционной теории происхождения УВ целенаправленные поисковые работы на

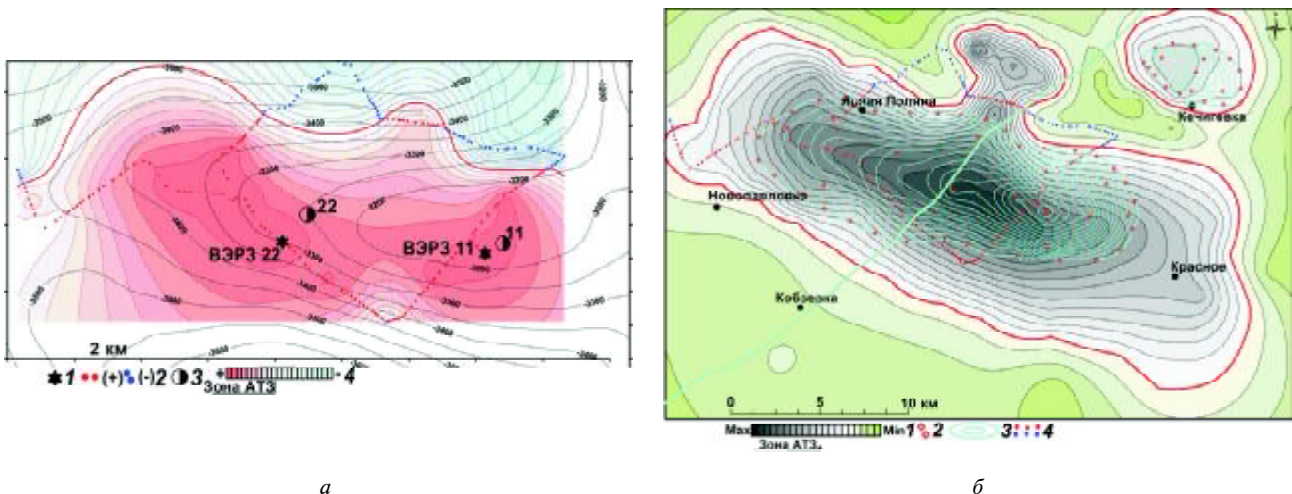


Рис. 2. Карты аномалий типа “залежь” в районе Кобзевского газоконденсатного месторождения: а – по данным наземных геоэлектрических исследований: 1 – пункты ВЭРЗ; 2 – точки съемки методом СКИП; 3 – скважина и ее номер; 4 – шкала интенсивности значений поля СКИП; б – по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – зона максимального газонасыщения разреза; 4 – пункты наземной геоэлектрической съемки СКИП в 2006 г. (красные точки – в пределах АТЗ, синие – за пределами АТЗ)

нефть и газ в пределах щитов и кристаллических массивов практически не проводились. В связи с этим в настоящее время огромные территории распространения кристаллических пород остаются слабоизученными относительно перспектив нефтегазоносности. Тем не менее в кристаллическом фундаменте открыто большое количество месторождений УВ промышленного значения. Значительно укрепили свои позиции сторонники глубинного, неорганического, происхождения углеводородов.

В 2009 г. наземные геоэлектрические исследования методами СКИП и ВЭРЗ в пределах распространения кристаллических и вулканических пород выполнялись в трех различных регионах. Это работы рекогносцировочного и заверочного характера в пределах поисковых площадей на юго-востоке Монголии [19], а также экспериментальные исследования на локальном участке Новокоптяковской зоны разломов в пределах Кировоградского рудного блока Украинского щита [20, 21].

Геоэлектрические рекогносцировочные исследования проведены в северной части щита (Иванковский и Малинский р-ны, Киевская и Житомирская области) с целью обнаружения возможных залежей УВ в зонах дробления и тектонических нарушений кристаллических пород [22]. Отличительная особенность таких работ – они выполнялись после обработки спутниковых данных для указанного района – выделенные аномалии типа “залежь” заверялись наземными исследованиями геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ (рис. 3).

Площадной съемкой методом СКИП в районе обнаружено и закартировано четыре аномальные

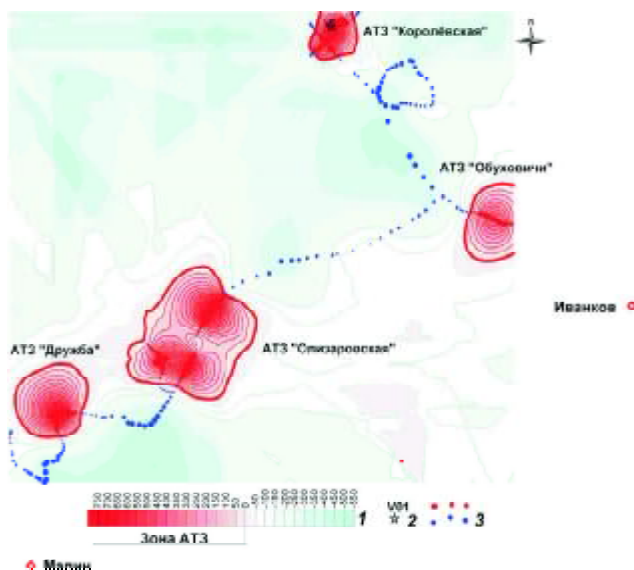


Рис. 3. Карта-схема геоэлектрических аномалий типа “залежь” в районе населенных пунктов Иванов и Малин (по данным съемки СКИП); 1 – шкала значений поля СКИП; 2 – пункт ВЭРЗ в пределах АТЗ “Королевская”; 3 – пункты съемки СКИП (красные точки – в пределах АТЗ, синие – за пределами АТЗ)

геоэлектрические зоны типа “залежь газа (конденсата)” общей площадью свыше 90 км². На одной из аномалий глубины залегания АПП типа “газ” и “газоконденсат” определены зондированием ВЭРЗ. Аномальные зоны фиксируются в пределах крупных тектонических нарушений. Наземными работами в целом подтверждены результаты обработки спутниковых данных для этого района.

Согласно результатам экспериментов, технология СКИП–ВЭРЗ может применяться при поисках и разведке скоплений УВ в кристаллических массивах и в тектонически нарушенных (разломных) зонах кристаллического фундамента.

Причерноморский регион. Обследованный перспективный участок в Причерноморском регионе интересен тем, что в 2004 г. на некоторой его части проведены рекогносцировочные геоэлектрические исследования методами СКИП и ВЭРЗ, в результате которых обнаружены и закартированы достаточно интенсивные и протяженные по площади геоэлектрические аномалии типа “залежь”, а в их пределах зондированием выделены мощные АПП типа “нефть”. Несколько позже на этом же участке (к сожалению, за пределами выделенных АТЗ) пробурена скважина глубиной свыше 3000 м. Ее разрез представлен верхнемеловыми вулканогенными эффузивными образованиями. Выполнен полный цикл испытаний, однако заслуживающих внимания флюидных притоков не получено.

Результаты обработки спутниковых данных для этого перспективного участка показаны на рис. 4. При этом они совмещены с геоэлектрическими аномальными зонами типа “залежь”, за-

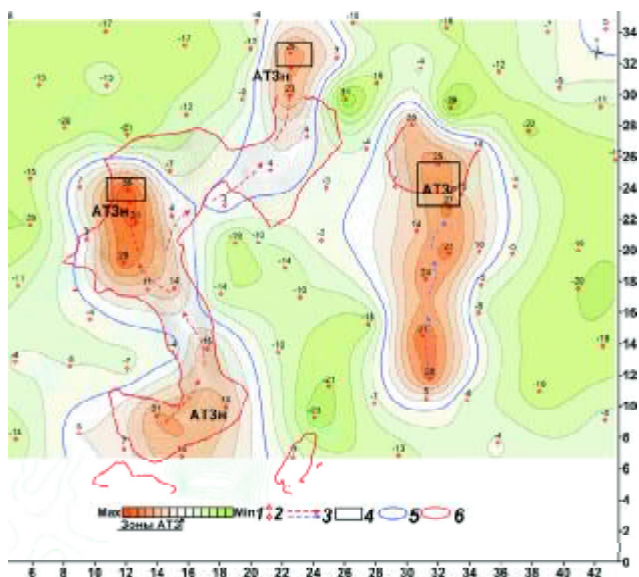


Рис. 4. Карта аномалий типа “залежь” в Причерноморском регионе (по спутниковым данным и данным наземной съемки СКИП); 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки регистрации отклика; 3 – предполагаемые направления миграции УВ; 4 – участки, оптимальные для бурения поисковых скважин; 5 – контуры АТЗ по спутниковым данным; 6 – контуры АТЗ по данным съемки СКИП

картированными в 2004 г. наземной съемкой методом СКИП. Анализ приведенных материалов позволяет сделать вывод, что “спутниковые” и “наземные” аномальные зоны типа “залежь” вполне удовлетворительно коррелируют между собой. Отметим, что наземная съемка методом СКИП не проводилась, в частности, на северной и юго-восточной площадях представленного на рис. 4 участка.

В целом в результате обработки спутниковых материалов подтверждены высокие перспективы нефтегазоносности обследованного участка в Причерноморском регионе.

Нефтяное месторождение Тюленово. В 2004 г. наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ проведены маршрутные рекогносцировочные исследования на нефтяном месторождении Тюленово [33]. Отдельными маршрутами съемки СКИП на этой площади зафиксированы геоэлектрические аномалии типа “залежь”, а зондированием ВЭРЗ в разрезе выделены АПП типа “нефть”. В целом эти материалы вполне удовлетворительно коррелируются с известными геолого-геофизическими данными о месторождении [33].

Были обработаны и проинтерпретированы спутниковые данные района. На рис. 5 эти материалы совмещены с данными наземной геоэлектрической съемки СКИП 2004 г. Приведенные графические материалы свидетельствуют, что:

- 1) “спутниковые” и “наземные” аномалии типа “залежь” удовлетворительно коррелируют между собой;

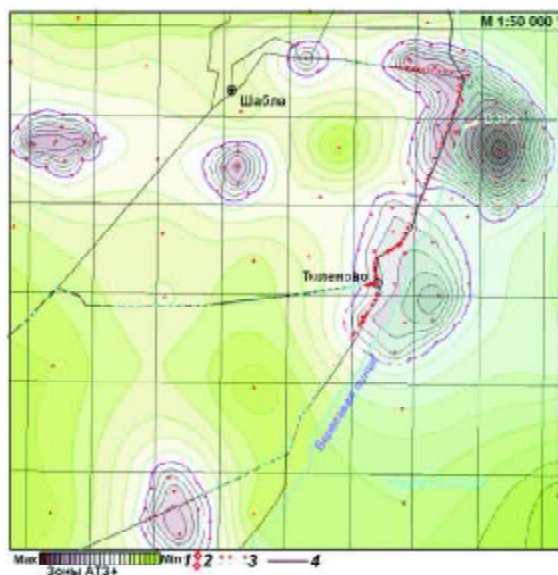


Рис. 5. Карта аномальных зон типа “залежь нефти” на площади нефтяного месторождения Тюленово, по спутниковым данным и наземных измерений методом СКИП: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – пункты измерений наземной съемкой СКИП (красные точки – в зонах АТЗ, голубые – за пределами АТЗ); 4 – дороги

- 2) максимальные значения “спутниковых” аномалий зафиксированы в прилегающих акваториях шельфа Черного моря; в связи с этим не исключается ситуация, что основные залежи УВ в этом районе могут быть сосредоточены в его шельфовой части;

- 3) в работе [33] на представительном геолого-геофизическом материале вполне убедительно аргументируется, что месторождение Тюленово сформировалось в результате миграции УВ из Восточно-Варненской впадины, расположенной на шельфе юго-западнее месторождения; для оценки перспектив нефтеносности этой впадины целесообразно также обработать спутниковые материалы района.

Прикаспийский регион, месторождение Тенгиз. Экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ [7–9, 13, 14, 16, 17, 30, 40] прошла первую промышленную апробацию на известных месторождениях и перспективных площадях в Западном Казахстане – Восточный Макат, Кенбай, Кондыбай, Уз, Южный Камыскуль, Тулеген, Искине, Новобагатинское Юго-Восточное [8]. В ноябре–декабре 2003 г. с использованием этой технологии были проведены рекогносцировочные исследования в пределах разведочного блока Р-9 (~6000 км²) солянокупольной структуры Карсак (в том числе на месторождении Ботакан), а также выполнены профильные измерения методом СКИП на месторождении Тенгиз [9, 36].

Гигантское нефтяное месторождение Тенгиз расположено в Атырауской области Республики Казахстан, в 160 км к юго-востоку от г. Атырау. Относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1979 г. Залежи УВ расположены на глубине 3,8–5,4 км. Залежь массивная, рифогенного строения. Нефтеносность связана с отложениями средне-раннекаменноугольного и девонского возраста. Запасы оцениваются в 20 млрд баррелей или 3,1 млрд т нефти. Добыча нефти в 2008 г. составила 25 млн т.

В пределах разведочного блока Р-9 маршрутной геоэлектрической съемкой обследованы только положительные структурные элементы (более 30 сейсмических структур) [9, 36]. В процессе исследований геоэлектрические аномалии закартированы съемкой СКИП над сейсмическими структурами Молдабек Южный, Котыртас, Алимбай, Койкара, Конкожа, Камысколь Южный, Заквай, Дьюсеке, Кульсары Северо-Западные, Котыртас, Жоракудук, Алахай, Берали, Акинген, Жагатай, Терень-Узюк Восточный, Карашунгул, а также над нефтяными промыслами Акинген, Кульсары, Косчагыл, Туилис, Каратон. В то же время аномалии не обнаружены над структурами Есболай, Нармунданак, Сарыньяз, Шокат, Кизилкала, Такирбулак Северный, Косчагыл Юго-Восточный, Кизилкудук, Кизилкудук Восточный, Тургузба, Чапаевская.

Необходимо отметить, что геоэлектрические аномалии зафиксированы и на некоторых участках за пределами известных сейсмических структур. К таким, “попутно” обнаруженным аномалиям относятся Масабай Южный, Есболай Восточный, Алахай Северо-Западный (подкарнизные); а также аномалии между структурами Камысколь Южный и Дюсеке, Кульсары Северо-Западный и Кульсары (нефтяное месторождение), Косчагыл и Жоракудук. Практически в пределах всех АТЗ выполнено зондирование ВЭРЗ.

В пределах структуры Терень-Узюк Восточный закартирована самая интенсивная геоэлектрическая аномалия в пределах блока. Примерно в 30 км к югу от этой зоны расположено месторождение Тенгиз. Профильной съемкой вдоль дороги через месторождение зафиксированы самые интенсивные значения поля СКИП в Казахстане. Изложенное свидетельствует о том, что:

- а) крупные месторождения УВ создают более интенсивные геоэлектрические аномалии;
- б) технология СКИП – ВЭРЗ позволяет обнаруживать и регистрировать подобные аномалии.

С учетом проведенных в Прикаспийском регионе полевых работ наземными методами СКИП и ВЭРЗ существенный интерес представляла также возможность апробации в этом районе методики обработки и дешифрирования спутниковых данных. Для такой обработки был выбран участок, в который входили месторождение Тенгиз, три известных месторождения в южной части разведочного блока Р-9 и фрагмент шельфа Каспийского моря (рис. 6).

Применение “спутниковой технологии” для оценки перспектив нефтеносности выбранного

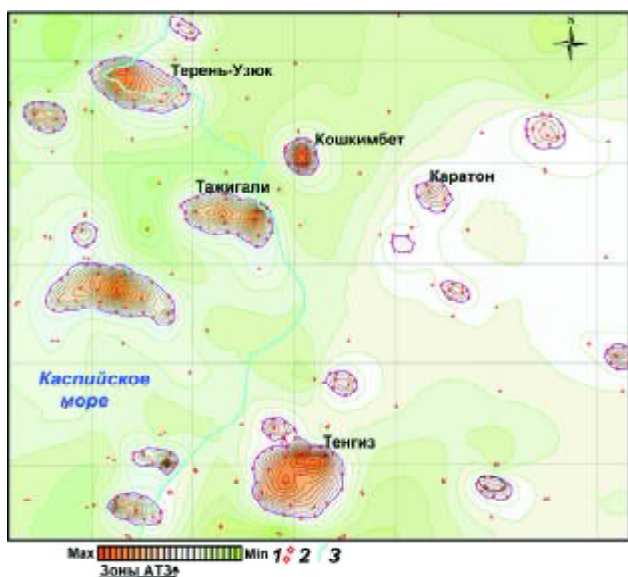


Рис. 6. Карта-схема аномальных зон типа “залежь углеводородов”, построенная по данным обработки спутниковых данных фрагмента Прикаспийского региона (Республика Казахстан): 1 – шкала интенсивности аномальных откликов; 2 – пункты регистрации откликов; 3 – контуры береговой линии

участка обследования позволило обнаружить и закартировать в его пределах аномальные зоны типа “залежь нефти” над месторождением Тенгиз, месторождениями Терень-Узюк, Кошкимбет и Каратон на суше. В пределах шельфа АТЗ типа “нефть” выявлена над месторождением Тажигали (рис. 6).

На шельфе по результатам обработки спутниковых данных выделены еще четыре аномалии типа “залежь нефти” различного размера по площади. Так, западнее месторождения Терень-Узюк закартирована относительно интенсивная аномалия небольших размеров. Юго-западнее месторождения Тажигали обнаружена и оконтурена практически равная ему по площади высокоинтенсивная аномальная зона. В пределах шельфа, к западу от месторождения Тенгиз, зафиксированы также две небольшие аномальные зоны относительно повышенной интенсивности.

Пять небольших аномальных зон средней интенсивности выделены по результатам обработки и интерпретации в пределах суши, в восточной части участка обследования. Количество аномалий таких размеров может увеличиться при повышении плотности точек регистрации аномальных откликов в процессе обработки спутниковых данных.

Оценка перспектив нефтегазоносности разведочных участков в Монголии. В 2009 г. исследования методами СКИП–ВЭРЗ проведены на поисковых площадях в Монголии (юго-восток страны, пустыня Гоби) [19]. Основная цель работ – определение оптимальных мест расположения разведочных скважин на нефтеперспективных площадях, выделенных методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) [5]. Всего выполнено 450 км съемки СКИП и 9 станций зондирования ВЭРЗ.

В результате проведенных работ на площадях Мандах и Сайхандулаан съемкой методом СКИП выявлены и закартированы геоэлектрические аномалии типа “нефтяная залежь” (рис. 7) [19]. Зондированием ВЭРЗ установлены интервалы глубин залегания АПП типа “нефтяной пласт”. Определены места оптимального заложения поисковых скважин. Для АТЗ “Мандах” это район станции ВЭРЗ № v01. Основные поисковые интервалы глубин в этой точке – 425–740, 1110–1155 м, дополнительный – 1820–2115 м. В пределах АТЗ “Сайхандулаан” – район станций ВЭРЗ № v05 и v06. Основной поисковый интервал глубин 1620–2030, дополнительный – 618–1155 м.

Попутно с работами заверочного характера на площадях Мандах и Сайхандулаан выполнялись также рекогносцировочные работы вдоль маршрутов движения. Так, на нефтяном месторождении Зуунбаян проведено эталонное зондирование в районе добывающей скважины (рис. 7). Интервал нефтеносности определен здесь на глубинах

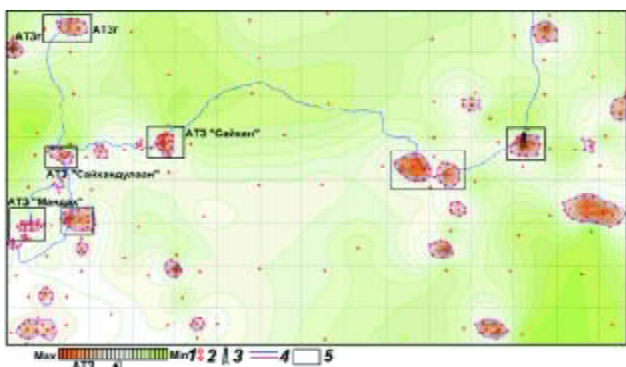


Рис. 7. Карта аномальных зон типа “залежь” в юго-восточной части Монголии, по спутниковым данным и данным наземной геоэлектрической съемки 2009 г.: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – скважина на нефтяном месторождении Зуумбаян; 4 – маршруты наземной съемки (синие – за пределами аномалий, красные точки – в пределах аномальных зон); 5 – контур участка работ

1230–1635 м. Наиболее мощный АППн фиксируется в интервале 1469–1459 м, с глубины 2085 м выделяется толща однородных пород.

По маршруту движения к месторождению обнаружена достаточно интенсивная и крупная по площади аномальная зона типа “залежь”, которая пересечена двумя профилями съемки СКИП. Ориентировочная площадь обнаруженной зоны АТЗ составляет около 80 км² (8×10 км). На площади проведения работ эта аномалия имеет наибольшие размеры и наивысшую интенсивность. Поскольку аномалия расположена в непосредственной близости от месторождения, она наиболее перспективна для поиска нефтяных залежей на всей площади проведения работ.

В пределах обследованной территории обнаружены также две аномальные зоны типа “залежь газа” площадью 15 и 14 км² соответственно. В центральной части одной из них зондированием ВЭРЗ установлены два интервала глубин для поисков газа: 540–1180 и 1575–1660 м. Суммарная мощность АППг $H = 67$ м.

Результаты обработки спутниковых данных этого нефтегазоперспективного региона Монголии позволяют выделить участки первоочередного проведения детальных поисковых геолого-геофизических работ на нефть и газ.

Ромашкинское нефтяное месторождение. Супергигантское Ромашкинское месторождение нефти (Татарстан, Россия) входит в Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Открыто в 1948 г., разрабатывается с 1952 г. Приурочено к Альметьевской вершине Татарского свода размером 65×75 км, присводовая часть осложнена многочисленными локальными поднятиями. Месторождение многопластовое. Основная промышленная нефтеносность связана с терригенными толщами среднего, верхнего девона и среднего карбона (бобриковский горизонт); меньшие по размерам

залежи расположены в карбонатных коллекторах верхнего девона, нижнего и среднего карбона. Выявлено свыше 200 залежей нефти. Основная залежь высотой 50 м находится в пашийском горизонте. Коллекторы представлены кварцевыми песчаниками суммарной мощностью от нескольких метров до 50 м, средняя нефтенасыщенная мощность 10–15 м.

Вследствие значительных размеров месторождения были обработаны спутниковые материалы масштаба 1 : 1 000 000. При этом была охвачена значительная часть территории Татарстана (рис. 8). Однако сам процесс обработки спутниковых данных носил сугубо рекогносцировочный характер – выявлялись и картировались только крупные и средние месторождения УВ. Тем не менее при обработке материалов более крупного масштаба могут быть выявлены и закартированы достаточно мелкие нефтегазоперспективные объекты.

В процессе дешифрирования отдельно определялись и картировались аномальные зоны типа “залежь нефти” (рис. 8) и “залежь газа” (в статье рисунок не приводится). Построена также схема-

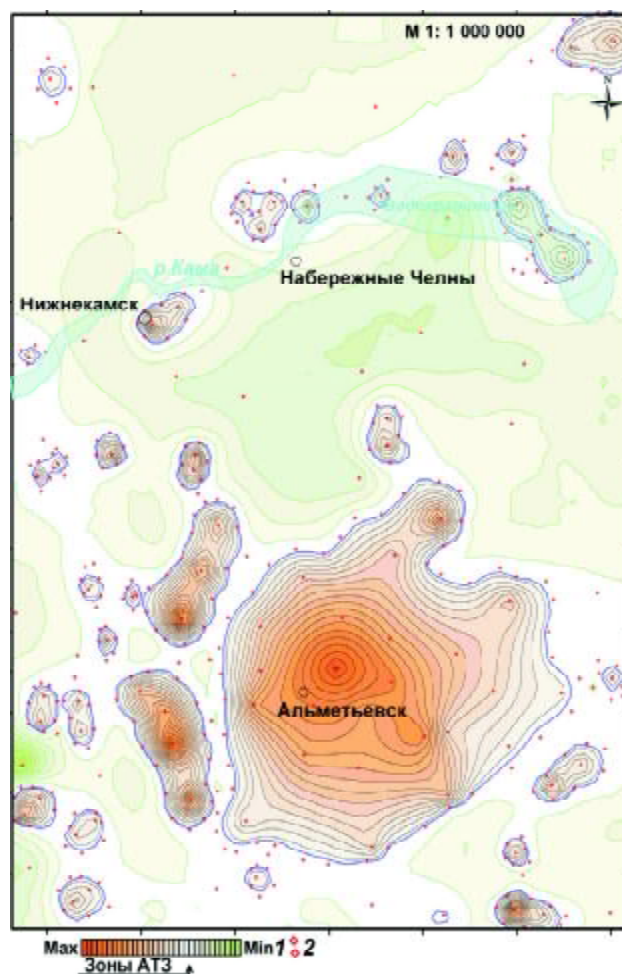


Рис. 8. Карта аномальных зон типа “залежь нефти” в районе расположения гигантского Ромашкинского месторождения (Татарстан, Россия), по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки определения аномального отклика

тическая карта, на которой эти аномальные зоны представлены вместе.

Крупнейшие газовые месторождения Туркменистана. Крупнейшее туркменское газовое месторождение Южный Иолотань в последние годы привлекало значительное внимание мировых информационных агентств. В связи с этим спутниковые данные территории расположения этого месторождения, а также месторождения Довлетабад-Донмез были обработаны и проинтерпретированы с целью выделения и картирования аномальных зон типа “газовая залежь”.

Крупное газовое месторождение Довлетабад-Донмез расположено в юго-восточной Туркменистана. Открыто в 1982 г. Освоение началось в 1983 г. Довлетабад находится вблизи иранской границы, его продолжением является одно из крупных газовых месторождений Ирана Хангирана. Газоносность связана с отложениями мелового и юрского возраста. Залежи пластовые сводовые. Начальные запасы газа 1,3 трлн м³. Добыча газа на месторождении в 2007 г. составила 40 млрд м³.

Супергигантское месторождение Иолотань раскинулось на площади в 1800 км². По предварительной оценке, толщина продуктивного пласта более 1200 м. Месторождение Иолотань связано с нефтегазовым месторождением Осман, оба являются одной структурой. Залежи располагаются на глубине 3,9–5,1 км. Нефтегазоносность связана с меловыми и юрскими отложениями. Кроме газа здесь также сосредоточены значительные запасы нефти, промышленная разработка которых началась в 2007 г. Эта нефтяная залежь отличается уникальными характеристиками, здесь в черном золоте практически нет посторонних примесей, что в практике нефтедобычи встречается крайне редко. Иногда Иолотань называют Южный Иолотань-Осман. Начальные запасы природного газа составляют 6 трлн м³, так его оценили компании Gaffney, Cline & Associates (Великобритания). Запасы нефти 300 млн т.

В процессе обработки спутниковых данных выделялись и картировались только аномальные зоны типа “залежь газа” (рис. 9). Установлено, что:

- а) контуры выявленных и закартированных аномалий типа “залежь газа” в целом удовлетворительно совпадают со схематическими контурами месторождений;
- б) общая площадь аномальной зоны в районе месторождения Южный Иолотань очень близка к площади, указанной в описании этого месторождения – 1800 км²;
- в) в целом полученные данные не ставят под сомнение оценку начальных запасов месторождения Южный Иолотань британской компанией.

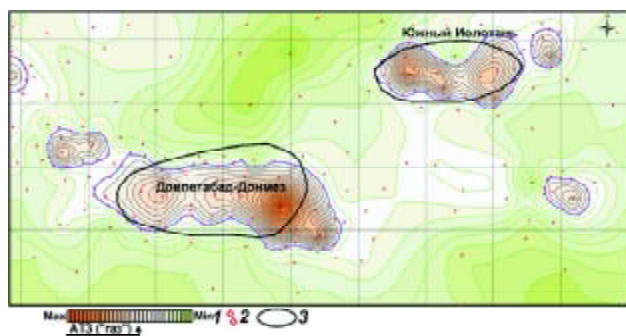


Рис. 9. Карта аномальных зон типа “залежь газа” в районе расположения крупнейших газовых месторождений Туркменинии, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки регистрации отклика; 3 – контур месторождения

Дополнительно к выполненной экспериментальной работе (и представленным на рис. 9 материалам) на обследованной площади целесообразно:

- а) детализировать контуры закартированных аномальных зон путем специальной обработки данных более крупных масштабов;
- б) выделить и закартировать аномальные зоны типа “залежь нефти” и “залежь конденсата”;
- в) заверить и уточнить контуры выявленных аномальных зон наземной геоэлектрической съемкой СКИП;
- г) выполнить в пределах закартированных аномальных зон ВЭРЗ для определения глубин залегания и мощностей отдельных АПП типа “газ”, “нефть”, “газоконденсат”, а также суммарных мощностей АПП с целью предварительной оценки запасов УВ.

Лицензионный блок на Ближнем Востоке. На рис. 10 представлены результаты специальной обработки спутниковых данных фрагмента лицензионного блока 9 в одной из стран Ближнего Востока. В этот фрагмент входит также участок площадью 350 км² (красный прямоугольник на рис. 10), где планировалось проведение 2D и 3D сейсмических работ. При обследовании этого региона были обработаны также спутниковые материалы части территории, прилегающей к блоку с востока, на которой расположены известные месторождения УВ, контуры которых вынесены на рис. 10.

По результатам обработки и интерпретации спутниковых данных обследованного фрагмента территории над известными месторождениями УВ фиксируются аномалии типа “залежь”. Две такие аномалии проявились также в пределах участка проведения сейсмических работ. Одна из них выходит за пределы блока.

Фрагмент достаточно интенсивной аномальной зоны выделен в северо-восточной части участка обработки спутниковых данных. В его юго-восточной части выявлены и закартированы две

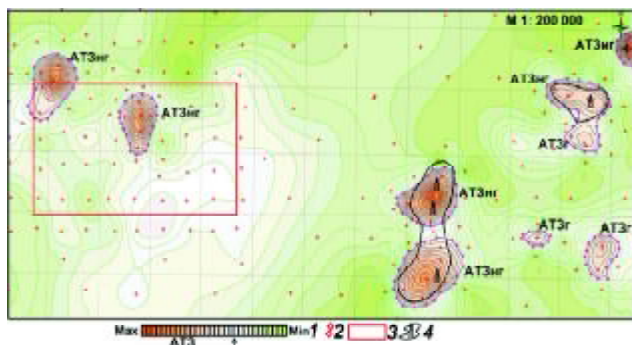


Рис. 10. Карта аномальных зон типа “залежь углеводородов” фрагмента лицензионного блока в одной из стран Ближнего Востока, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки регистрации отклика; 3 – контур участка проведения сейсмических работ; 4 – зоны известных месторождений и скважины

небольшие аномальные зоны типа “газовая залежь”.

В целом установлено, что площадь проведения сейсмических работ необходимо оперативно скорректировать таким образом, чтобы были охвачены выявленные аномальные зоны типа “залежь”.

Обнаруженные и закартированные аномальные зоны могут быть заверены (подтверждены) наземными геоэлектрическими работами методами СКИП и ВЭРЗ. Такие работы позволят кроме детализации контуров аномальных зон оперативно определить глубины залегания и мощности (в том числе суммарные) АПП типа “нефть” и “газ”. По результатам проведения зондирования ВЭРЗ с достаточно плотной системой наблюдений можно оценить в первом приближении запасы УВ в пределах каждого отдельного аномального объекта.

Такая же обработка спутниковых данных может быть оперативно проведена для всей территории лицензионного блока 9. Это даст возможность существенно сократить стоимость сейсморазведочных работ, а также время их проведения.

Северная часть Крымского полуострова. На протяжении 2001–2009 гг. технология СКИП–ВЭРЗ активно применялась для рекогносцировочного обследования перспективных участков и площадей в некоторых районах суши Азовско-Черноморского региона [11, 26, 27]. В целом полученные при этом данные геоэлектрических исследований указывают на целесообразность интенсификации в Причерноморье рекогносцировочных и детальных геолого-геофизических исследований с нефтегазопроисковыми целями. Помимо многочисленных аномалий типа “залежь”, установленных здесь геоэлектрическими методами, в пользу этого свидетельствуют также:

- наличие известных месторождений УВ в Краснодарском крае России, в Украине, Молдове и Румынии;
- относительно небольшие глубины залегания нефтегазоперспективных горизонтов;

в) существенно более низкая стоимость нефтепоисковых работ и бурения по сравнению со стоимостью поисковых работ в пределах шельфов Черного и Азовского морей;

г) наличие крупных и средних месторождений УВ в сходном по геологическому строению Прикаспийском регионе, где методами СКИП–ВЭРЗ также выявлено и закартировано значительное количество АТЗ [8, 9, 36].

К сожалению, за достаточно длительный период практического применения геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ выполнить исследования этими методами в пределах шельфа Черного и (или) Азовского морей авторам не представилась возможность. Тем не менее методика проведения работ методами СКИП–ВЭРЗ с борта судна в акваториях морей и океанов была отработана в сезонных работах Украинских антарктических экспедиций 2004 и 2006 гг. [12, 37]. Заметим, что практическая апробация “спутниковой” технологии поисков и разведки скоплений УВ такую возможность предоставила – технология была использована для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности двух известных и перспективных регионов Украины – Прикерченского шельфа Черного моря и северной части шельфа Азовского моря. В пределах Прикерченского шельфа по спутниковым данным обнаружено и закартировано 7 аномалий типа “залежь”, в том числе над известным крупным нефтегазовым месторождением Субботина. В пределах украинской части северного шельфа Азовского моря выделено и закартировано 9 аномалий типа “залежь” средней величины и повышенной интенсивности и 8 небольших аномалий слабой интенсивности. Эти оперативные материалы подтверждают высокий нефтегазовый потенциал шельфа Черного и Азовского морей и предоставляют практическую возможность для выбора первоочередных объектов и структур для детального геолого-геофизического опознания и бурения. Вместе с тем они также демонстрируют практическую (реальную) возможность предварительной оценки перспектив нефтегазоносности любого объекта (структуры, лицензионного блока) шельфовой и (или) глубоководной части Черного моря.

Акцентируем внимание еще на одном принципе, который активно эксплуатируется авторами при проведении “наземных” или “спутниковых” исследований на конкретных практических объектах. Его можно условно назвать “принципом наглядной демонстрации работоспособности технологии (метода, алгоритма, и т. д.)”. Суть этого принципа состоит в том, что во многих случаях одновременно (или же параллельно) с изучаемыми объектами дополнительно обследуются хорошо изученные (известные) объекты, что позволяет заинтересованному специалисту самостоятельно

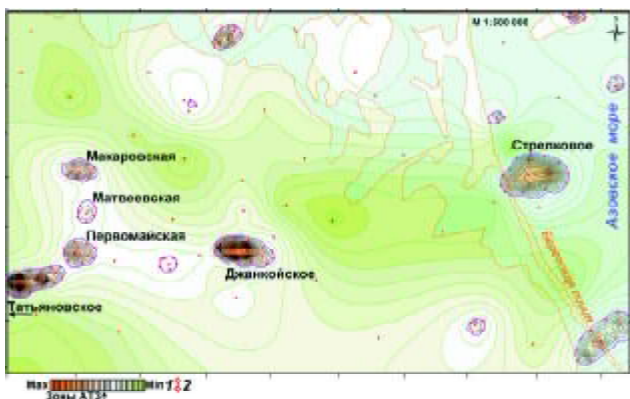


Рис. 11. Карта аномальных зон типа “залежь газа” в районе расположения газовых месторождений Джанкойское и Стрелковское в Крыму, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки регистрации отклика

наглядно и объективно оценить потенциальные возможности и эффективность используемой технологии (метода, алгоритма).

Указанный принцип был задействован и при проведении экспериментальных “спутниковых” исследований на описанных выше участках шельфа Черного и Азовского морей. В соответствии с этим принципом, дополнительно обработаны спутниковые данные отдельного фрагмента территории Северного Крыма, в пределах которой расположены известные газовые месторождения Стрелковское и Джанкойское (рис. 11). Аномалии типа “залежь газа” четко фиксируются над этими месторождениями. В левой нижней части участка обследования выявлена аномалия АТЗ, которая может быть связана с Татяновским ГКМ. Над структурами Константиновской и Масловской, расположенными к северу от Джанкойского месторождения, АТЗ не зафиксированы. Над Первомайской, Матвеевской и Макаровской структурами выявлены небольшие по площади аномалии типа “залежь”.

Арктический шельф России, Печорское море. Многие исследователи высказывают предположения о наибольшей перспективности в отношении нефтеносности шельфа Печорского моря среди арктических акваторий России. Открытия залежей нефти и газа в этом регионе связаны с антиклинальными складками, осложняющими акваториальные продолжения валов Тимано-Печорской провинции (ТПП). Продолжение ТПП в пределах шельфа Печорского моря достаточно полно изучено сейсморазведкой, особенно в юго-восточной части.

На шельфе Печорского моря открыто 6 месторождений: 4 нефтяных (Приразломное, Варандей-море, Медыньское-море 2 и Долгинское), нефтегазоконденсатное Северо-Гуляевское и газоконденсатное Поморское. На месторождении Медыньское-море 2 залежи нефти установлены в

отложениях верхнего и нижнего девона и силура. В тектоническом отношении месторождение расположено в северной акваториальной части Медыньского (Сарембойского) вала.

Южнее месторождения Медыньское-море 2 расположена структура Медыньская-море 1. Для ее площади и окрестностей обработаны спутниковые данные (рис. 12).

1. Над структурой выявлена и закартирована значительная по площади аномальная зона типа “залежь” высокой интенсивности (рис. 12). Запроектированная по данным сейсмических и других геолого-геофизических исследований скважина попадает практически в центр зоны.
2. Восточнее аномальной зоны над структурой Медыньская-море 1 закартированы 4 небольшие аномальные зоны невысокой интенсивности. Участок расположения этих аномалий может быть рекомендован для детального изучения другими геофизическими методами.
3. Две небольшие по площади аномальные зоны выявлены западнее структуры Медыньская-море 1, одна – севернее.
4. Крупная аномальная зона высокой интенсивности зафиксирована в северо-восточной части

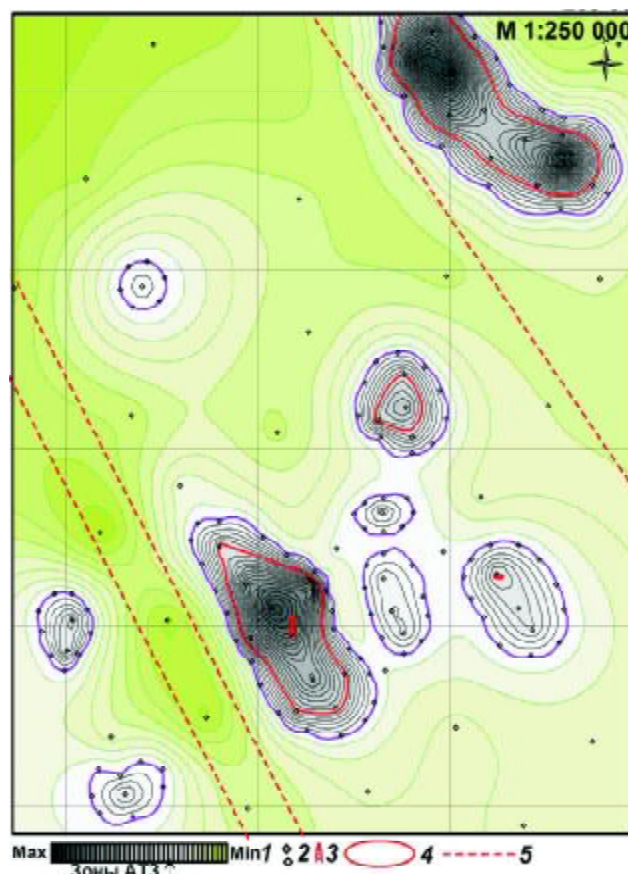


Рис. 12. Карта аномальных зон типа “залежь нефти” в районе структуры Медыньская-Море 1 (Печорское море, Россия), по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – проектная скважина; 4 – прогнозируемые участки максимального нефтенасыщения; 5 – возможные тектонические нарушения

участка обработки и интерпретации спутниковых данных. По площади она больше аномальной зоны над структурой Медынская-море 1 и заслуживает первоочередного внимания при проведении дальнейших поисково-разведочных работ в этом регионе.

5. По результатам обработки спутниковых данных в пределах участка можно предположить наличие разломных зон, возможное положение которых показано на рис. 12.

Район Антарктического полуострова. Выше отмечалось, что в Антарктическом регионе авторами обработаны методические и технические вопросы проведения геоэлектрических исследований методами СКИП и ВЭРЗ в акваториях с борта судна [12, 37]. В 2006 г. в районе Украинской антарктической станции “Академик Вернадский” с борта судна впервые методом СКИП обнаружена аномалия типа “залежь”, а зондированием ВЭРЗ в ее пределах выделены АПП типа “залежь углеводородов”, однако только вдоль одного профиля.

Эта же аномальная зона и еще несколько других были обнаружены и оконтурены в 2010 г. “спутниковым” методом (материалы о них будут представлены в отдельной публикации).

Рассмотрим результаты картирования газогидратных залежей, которые обнаружены в этом регионе сейсмическими работами [34, 39].

По данным многоканальных сейсмических исследований на континентальной окраине Антарктиды в районе Южных Шетландских островов, отражающие границы (Bottom Simulating Reflectors (BSRs)) фиксируются достаточно широко, что может свидетельствовать о наличии в регионе больших объемов газовых гидратов [34, 39]. В работе [34] использовались следующие параметры для оценки общего объема газовых гидратов в исследуемом районе: 145 км общей длины BSR-границ, выявленных на сейсмических профилях; 350 м – мощность и 15 км – ширина осадков, содержащих газовые гидраты; 6,3 % – средний объем концентрации газогидратов. В предположении, что газовые гидраты концентрируются только там, где наблюдаются BSR-границы, общий объем газовых гидратов по сейсмическим профилям в этом районе оценивается примерно в $4,8 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$ ($7,7 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ метана при стандартных температуре и давлении) [34].

Были также обработаны и проинтерпретированы спутниковые данные над участком распространения зон BSR, выделенных сейсмическими исследованиями [34, 39]. В результате анализа различных значений параметров обработки в конечном счете в пределах участка обследования были выделены и закартированы аномальные зоны типа “залежь газогидратов” (рис. 13). Контурные выделенных аномальных зон были наложены на карту рельефа дна обследо-

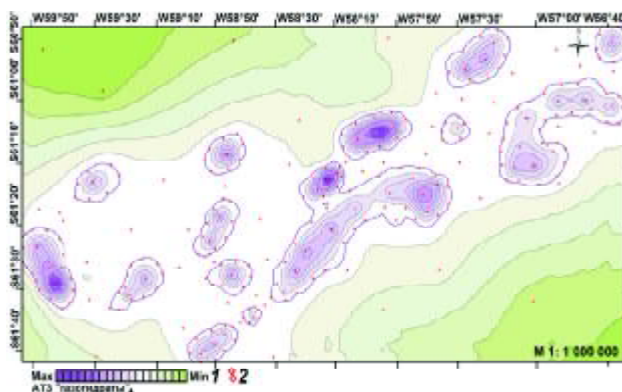


Рис. 13. Карта аномальных зон типа “отложения газогидратов” в районе Антарктического полуострова, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика

ванного участка и схему обработанных сейсмических профилей [34].

В целом выделенные и закартированные аномальные зоны типа “залежь газогидратов” удовлетворительно коррелируют с зонами BSR, установленными по сейсмическим данным.

Аномальные зоны типа “залежь газа” и “залежь нефти” в пределах обследованного участка не обнаружены по результатам обработки и дешифрирования спутниковых данных.

Экспериментальные исследования на месторождении газогидратов. Дефицит традиционных энергоносителей заставляет проявлять научный и практический интерес к нетрадиционным источникам сырья, в том числе к залежам газогидратов. Газовые гидраты представляют собой твердые соединения молекул газа и воды, образующиеся при определенных давлениях и температурах. В 1 м³ природного гидрата содержится до 180 м³ газа и 0,78 м³ воды.

Первым месторождением в России, на котором, по мнению большинства исследователей, имеются скопления газовых гидратов, стало Мессояхское месторождение [3]. Оно открыто в 1967 г., расположено на северо-востоке Западной Сибири (рис. 14). Залежи природного газа, а возможно и газогидратов, установлены в сводовой ловушке сеноманской терригенной продуктивной толщи (долганская свита) на глубине 800–900 м. Существует несколько гипотез строения долганской залежи. По одной из них (Ю.Ф. Макогон и др.), залежи газогидратов расположены в кровле, в подошве газовая часть залежи подстилается водой [3].

Для проверки правильности определения параметров обработки спутниковых данных с целью выделения аномальных зон типа “залежь газогидратов” в Антарктическом регионе были обработаны данные зондирования со спутников района расположения Мессояхского месторождения газогидратов (рис. 14). Карта-схема расположе-

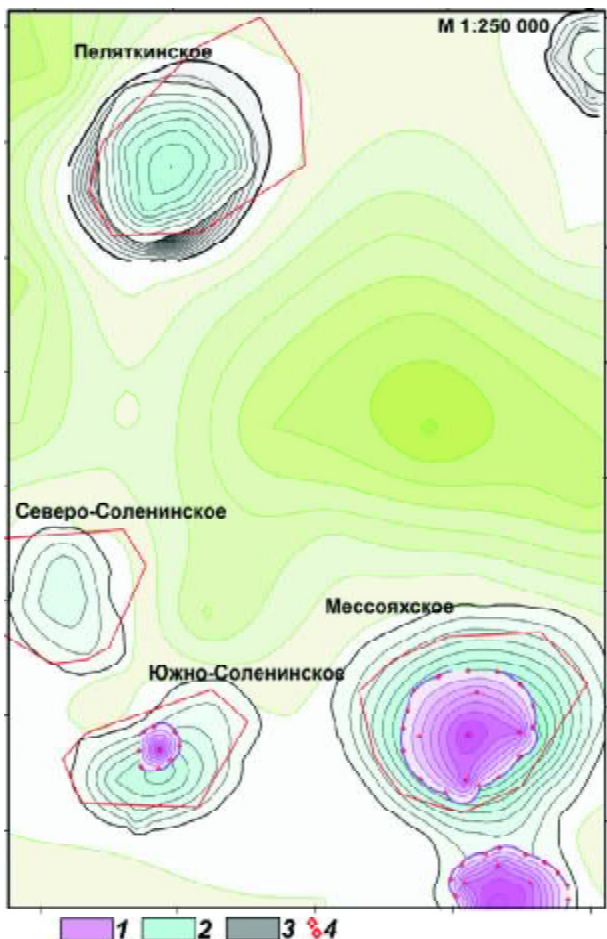


Рис. 14. Карта аномальных зон типа “залежь углеводородов” участка в районе газогидратного месторождения Мессояхское (Западная Сибирь, Россия), по спутниковым данным: 1 – зона газогидратных отложений; 2 – зона газовых залежей; 3 – зона залежей нефти; 4 – пункты регистрации аномальных откликов от газогидратной залежи

ния этих месторождений представлена в работе [3]. Аномальные зоны типа “залежь газогидратов” обнаружены и закартированы только в пределах двух месторождений УВ, причем при тех же параметрах обработки и интерпретации спутниковых данных, что и в Антарктическом регионе. Отметим, что в южной части района обследования при обработке спутниковых данных обнаружены и закартированы аномальные зоны типа “залежь газогидратов” и “залежь газа”, а в северной части – аномальные зоны типа “залежь газа” и “залежь нефти”.

Можно сделать вывод, что полученными результатами в районе Мессояхского месторождения газогидратов подтверждаются и удостоверяются материалы обработки спутниковых данных в Антарктическом регионе.

Шельф Юго-Восточной Азии. При обработке спутниковых данных использовались только доступные материалы. Результаты обработки (рис. 15) сводятся к следующему.

1. В пределах лицензионного блока выявлено 6 относительно крупных аномальных зон типа

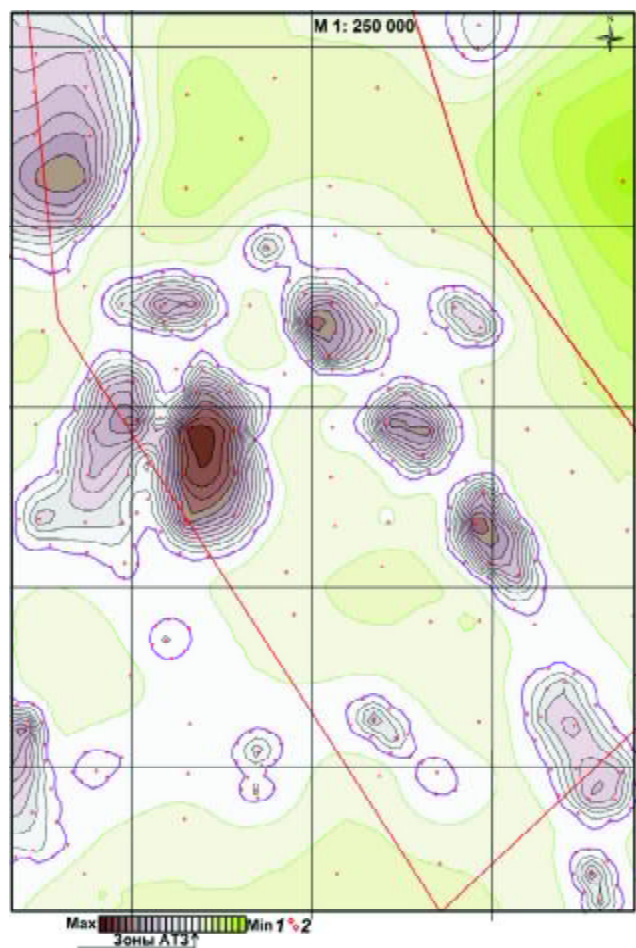


Рис. 15. Схематическая карта аномальных зон типа “залежь углеводородов” лицензионного участка на шельфе Юго-Восточной Азии, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика

“залежь углеводородов” и 3 аномалии небольшого размера.

2. Наиболее перспективной следует считать интенсивную аномальную зону, которая почти в центре блока прилегает к западному его контуру. Часть аномальной зоны выходит за контуры блока.
3. Крупная по площади аномальная зона обнаружена в северо-западном углу лицензионного блока. Она полностью не оконтурена, так как выходит за пределы обработки спутниковых данных.
4. Заслуживает внимания цепочка из 4 аномалий в нижней и центральной частях блока, которая простирается с юго-востока на северо-запад.
5. В целом по результатам специальной обработки и интерпретации спутниковых данных лицензионный блок следует считать перспективным для дальнейшего детального геолого-геофизического изучения и поискового бурения.

Обнаружение и картирование скоплений метана в Донбассе. Геотектоническое строение Дон-

басса и перспективы его нефтегазоносности детально рассмотрены в монографиях [1, 4].

В 2001–2009 гг. экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ успешно использовалась для обнаружения и картирования участков повышенного скопления метана на локальных участках трех угольных шахт в Донбассе [13, 23]. Площадной съемкой методом СКИП обнаружены и закартированы аномальные геоэлектрические зоны типа “залежь газа” (свободного метана). Глубины расположения АПП типа “газ” определены зондированием ВЭРЗ. По данным измерений методами СКИП–ВЭРЗ выявлены оптимальные места для расположения скважин по дегазации шахтных выработок. Результаты выполненных исследований показали, что технология СКИП–ВЭРЗ может успешно применяться при поисках и разведке скоплений свободного газа (метана) в пределах распространения углей и вмещающих их пород.

Для обнаружения и картирования скоплений свободного газа (метана) на участке площадью свыше 900 км², расположенном в районе г. Донецк, использовался специальный метод обработки спутниковых данных. В пределах этого участка пробурена скважина, в которой зафиксированы выбросы газа (глубины 2780, 2880 м).

В результате обработки спутниковых данных выделено ряд аномальных зон (участков) (рис. 16), с которыми могут быть связаны скопления свободного газа. Наиболее крупные по площади ано-

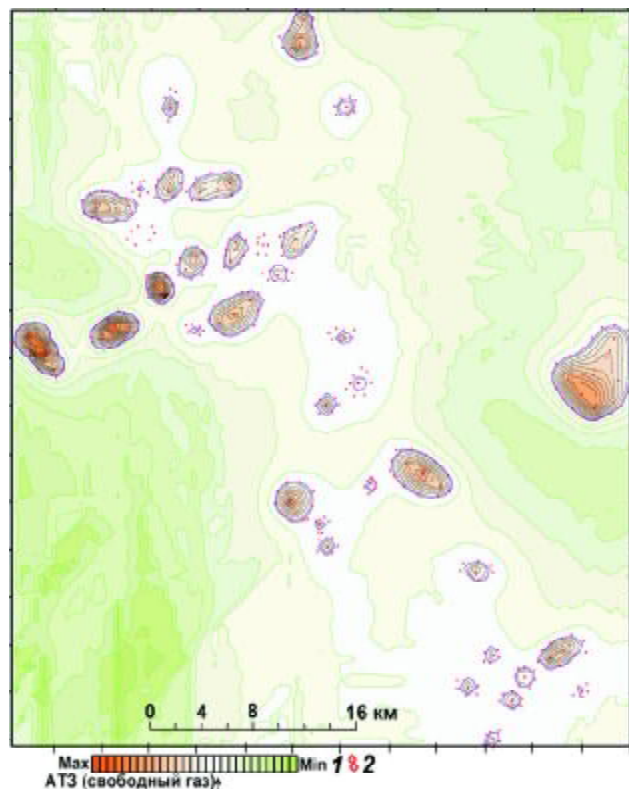


Рис. 16. Карта аномальных зон типа “залежь свободного газа” фрагмента территории Донецкой области, по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика

мальные зоны характеризуются следующими размерами, км: 7×5; 5×3; 4,0×2,5; 4,5×2,0; 3,6×2,0; 4×2; 4×2; 2,5×2,5. Зафиксировано значительное количество небольших по площади аномальных зон, расположенных вдоль отдельных линий. Скважина попадает в одну из крупных аномальных зон.

Обнаруженные и закартированные аномальные зоны типа “залежь свободного газа” могут быть оперативно заверены наземной геоэлектрической съемкой методом СКИП. Глубины и мощности газонасыщенных горизонтов могут быть определены зондированием ВЭРЗ.

Выполненные экспериментальные работы по обработке и дешифрированию спутниковых данных показывают, что эта технология может найти широкое применение как для обнаружения и картирования участков скопления свободного газа (метана), так и для поисков и разведки месторождений нефти и газа в Донбассе.

Результаты наземных исследований геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ и “спутниковой технологии” позволяют констатировать, что Донбасс может внести значительный вклад в повышение уровня добычи УВ в Украине.

Обнаружение и картирование зон уранового оруденения. Экспериментальные наземные геоэлектрические работы методами СКИП и ВЭРЗ на отдельном участке Новоконстантиновской зоны разломов (Кировоградский рудный район) проведены в 2009 г. [20, 21] с целью обнаружения и картирования возможных скоплений газа и газоконденсата в пределах отдельных участков Новоконстантиновской зоны разломов.

Во время проведения этих работ была показана принципиальная возможность использования методов СКИП и ВЭРЗ для “прямых” поисков урановых руд: площадная съемка методом СКИП позволяет выявлять и картировать геоэлектрические аномальные зоны типа “зона уранового оруденения” (рис. 17, а), а зондирование ВЭРЗ дает возможность в пределах закартированных аномальных зон определять глубины залегания и мощности АПП типа “урановая залежь” [20, 21].

Дополнительно к этому спутниковые данные участка проведения работ были обработаны по специальной методике для определения возможности ее применения для обнаружения и оконтуривания урановых месторождений (рис. 17, б). Оценив представленные на рис. 17 материалы в целом, можно констатировать, что небольшие по площади зоны уранового оруденения могут быть обнаружены в результате специальной обработки и дешифрирования спутниковых данных, а детальные контуры аномалий и глубины залегания отдельных рудных тел с урановой минерализацией могут быть установлены наземными исследованиями геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ.

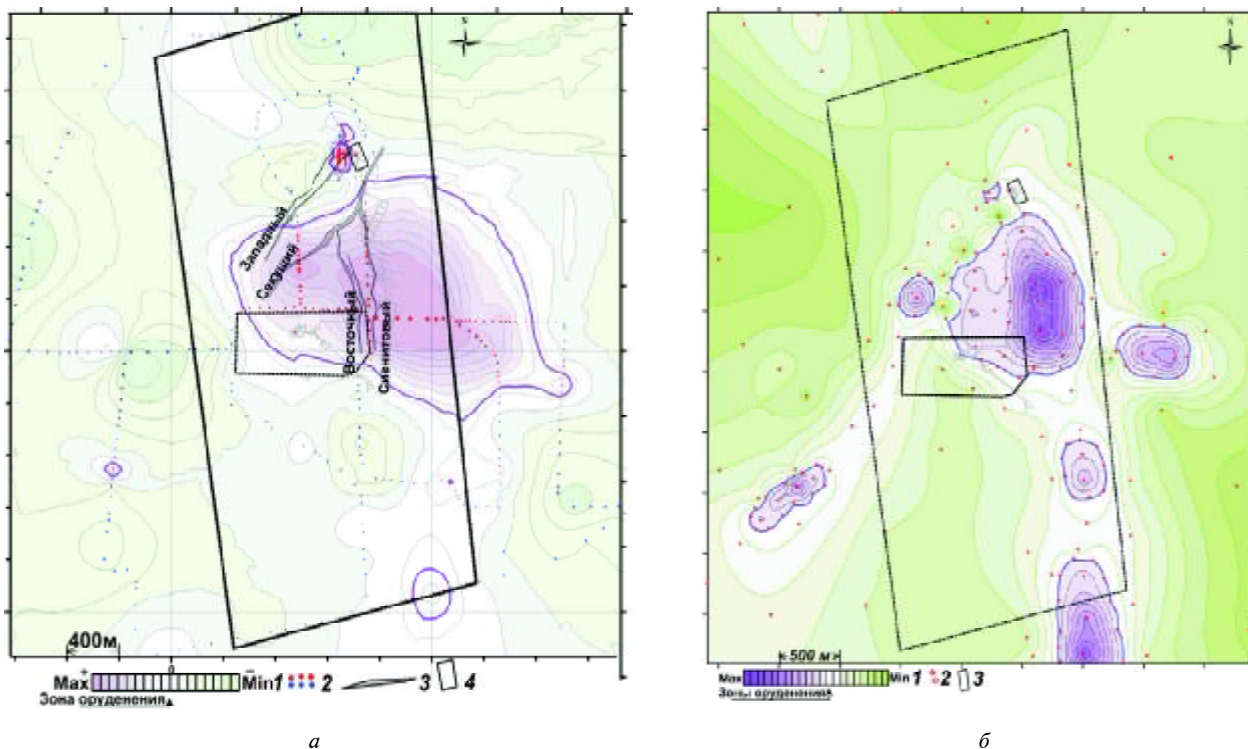


Рис. 17. Карта аномалий типа “зоны уранового оруденения” в районе Новоконстантиновской зоны разломов: а – по данным съемки СКИП: 1 – шкала интенсивности поля СКИП; 2 – точки измерений поля СКИП; 3 – зоны разломов в фундаменте; 4 – контур участка; б – по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – точки регистрации отклика; 3 – контур участка

Экспериментальные исследования на месторождении золота. В 2004 г. экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ впервые применялась при проведении опытных работ на Клинцовском месторождении золота (Украинский щит, Кировоградская обл., Украина) [10], приуроченном к восточному экзоконтакту массива гранитов и золотоносной тектонической зоне, прослеженной с севера на юг на 50 км.

Золотое оруденение локализуется в гнейсах (биотитовых, биотит-амфиболитовых) и образует две продуктивные зоны, протягивающиеся с севера на юг с крутым (до вертикального) падением на запад. Расстояние между зонами 500–600 м, длина их по простиранию не менее 4–6 км. Руды месторождения золото-сульфидно-кварцевые с низким содержанием сульфидов, но среди них встречаются арсенопирит и леллингит. Золото высокопробное.

Съемка методом СКИП в пределах месторождения показала, что зона аномально поляризованного участка картируется интенсивной аномалией.

На диаграммах зондирования ВЭРЗ в двух точках (центральная часть аномалии, интервал глубин 0–200 м) устойчиво фиксируется контакт между осадочными отложениями и породами фундамента. Непосредственно в самом рудном теле, расположенном в фундаменте, диаграммами зондирования четко фиксируются АПП типа “рудный пласт”, которые могут быть связаны с участками оруденения.

Выполненные экспериментальные исследования позволили констатировать следующее.

1. Методом СКИП уверенно картируются аномально поляризованные участки типа “рудное тело”. Аномальная поляризация участка в данном случае обусловлена золоторудной минерализацией. Можно также допустить, что рудная минерализация другого типа также будет формировать зоны повышенной поляризации, которые могут картироваться методом СКИП.
2. Метод ВЭРЗ позволяет определять и проследить границу между породами осадочного чехла и фундаментом.
3. Зоны повышенного оруденения в породах кристаллического фундамента также могут выделяться и картироваться методом ВЭРЗ.
4. Экспресс-технология геоэлектрических исследований СКИП–ВЭРЗ может использоваться для поисков и разведки рудных (в том числе золоторудных) месторождений.

В 2010 г. спутниковые данные района месторождения были обработаны с использованием разработанной методики для выделения и картирования золоторудных зон. По результатам обработки и интерпретации построена карта аномальных зон типа “золоторудное оруденение” (рис. 18). Значения аномального отклика были также пересчитаны в значения содержания золота (в г/т), и по этим данным построена схематическая карта содержания золота в пределах месторождения.

Полученные результаты в целом свидетельствуют о возможности применения специальной

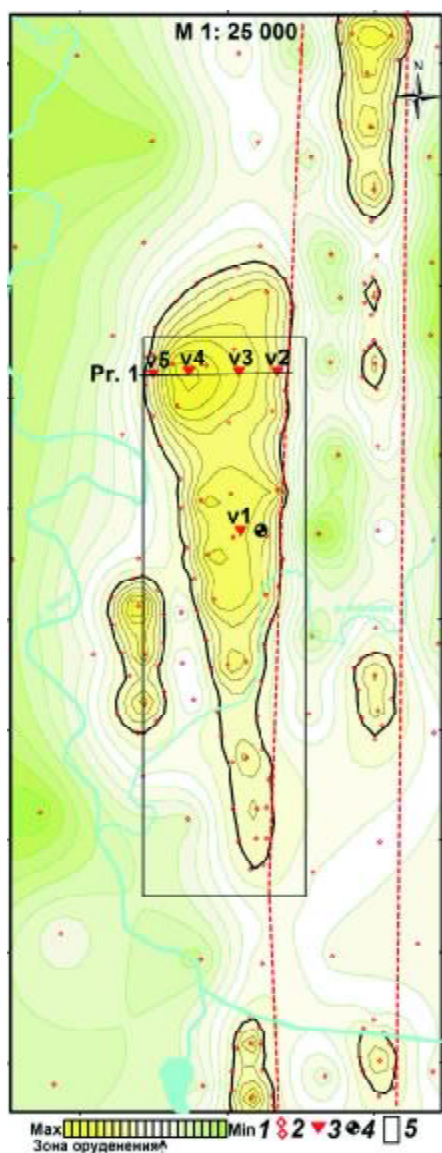


Рис. 18. Карта аномальных зон типа “золоторудное оруденение” в районе Клиновского месторождения золота (Украинский щит, Кировоградская обл., Украина), по спутниковым данным: 1 – шкала интенсивности аномального отклика; 2 – пункты регистрации отклика; 3 – пункты вертикального сканирования спутниковых данных; 4 – штольня; 5 – зона месторождения

технологии обработки спутниковых данных для обнаружения и картирования участков золоторудного оруденения.

Результаты детальной апробации этой технологии на известных месторождениях золота и перспективных золоторудных участках в Республике Казахстан будут представлены в отдельной публикации.

Дополнительные материалы апробации “спутниковой” технологии. Выше отмечалось, что рамки настоящей статьи не позволяют представить в ней все материалы уже проведенной экспериментальной апробации “спутниковой” технологии. Тем не менее ниже вкратце охарактеризованы результаты уже выполненных в этих целях работ.

1. Наиболее тщательная, детальная и всесторонняя апробация “спутниковой” технологии и наземных геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ “прямых” поисков скопления УВ проведена (и проводится в настоящее время) на крупнейшем в России Ванкорском нефтегазовом месторождении (НГМ) и прилегающих к нему перспективных лицензионных участках. Целесообразно в связи с этим напомнить, что, согласно информации на сайте “Роснефти” (www.rosneft.ru), “извлекаемые запасы Ванкора оцениваются в настоящее время (по состоянию на февраль 2010 г.) в 522,3 млн т нефти и газового конденсата плюс 106 млрд м³ газа. Предполагается, что доразведка лицензионных участков вокруг месторождения позволит прирастить запасы провинции еще примерно на 200 млн т нефти и 169 млрд м³ газа”.

На Ванкорском месторождении проведена многоплановая и многоэтапная апробация. На ее первом этапе были выполнены детальные наземные работы методами СКИП и ВЭРЗ на Туколандском участке (март 2009 г.) с целью оценки перспектив нефтегазоносности пяти сейсмических структур и определения места заложения первой разведочной скважины. Второй этап – это детальная обработка спутниковых данных самого месторождения непосредственно, их сопоставление с имеющимися геолого-геофизическими материалами и данными бурения. Третий этап – обработка спутниковых данных лицензионных участков “Талый” (расположен южнее Ванкора) и “Хикигли” (севернее) с картированием аномалий типа “залежь” и определением глубин залегания АПП типа “нефть” и “газ”. Четвертый этап – заверка результатов спутниковой обработки наземными геоэлектрическими исследованиями методами СКИП и ВЭРЗ в процессе детального опосредования этими методами участков “Хикигли” и “Талый” (март – апрель 2010 г.). И, наконец, пятый этап – детальный анализ полученных новых, дополнительных данных и их сопоставление с имеющейся геолого-геофизической информацией. На последующих этапах апробации будет выполнена заверка данных “спутниковых” и “наземных” работ бурением (на Туколандском участке планируется завершить бурение скважины в 2010 г.).

Проведенные к настоящему времени работы на Ванкорском НГМ имеют принципиальное значение как для определения практических возможностей наземных геоэлектрических методов СКИП и ВЭРЗ, а также технологии оперативной обработки спутниковых данных, так и для оценки перспектив их совместного и раздельного применения при нефтегазопоисковых

работах в различных нефтегазоносных провинциях. Эти материалы детальной апробации технологий и методов будут представлены в отдельной публикации.

2. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности рекогносцировочного характера крупного разведочного блока под условным названием “Левобережный Енисей”.
3. Проведена обработка спутниковых данных участка Прикерченского шельфа и северо-западного шельфа Азовского моря.
4. В результате обработки спутниковых данных обнаружены и закартированы 4 относительно крупные аномальные зоны типа “залежь нефти” в районе расположения Украинской антарктической станции “Академик Вернадский” (район Антарктического п-ва).
5. В Костанайской области (Республика Казахстан) “спутниковая” технология апробирована на Щербаковской площади, а также на участке расположения Харьковской, Аккудукской и Черниговской АТЗ, выявленных и закартированных в 2006 г. наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ.
6. Обследована с помощью “спутниковой” технологии Каневская площадь (Украина), геологические признаки нефтеносности которой анализируются в [28]. На участке обследования выявлены и закартированы 3 аномальные зоны типа “залежь газа”. Однако в районе г. Канев непосредственно положительных аномалий типа “залежь нефти” по результатам обработки спутниковых данных не обнаружено. Здесь планируется провести дополнительные работы наземными методами СКИП и ВЭРЗ.

Выводы.

1. Приведенные выше результаты экспериментальной апробации свидетельствуют, что технология обработки и дешифрирования (интерпретации) спутниковых данных позволяет оперативно обнаруживать и картировать в первом приближении аномальные зоны типа “залежь нефти” и (или) “залежь газа”, которые в большинстве случаев обусловлены крупными и средними месторождениями УВ. Об этом свидетельствуют материалы обработки спутниковых данных районов расположения крупных и средних месторождений УВ в различных нефте- и газоносных регионах мира. Это Шибелинское и Кобзевское ГКМ (ДДВ, Украина), Субботинское НГМ (Прикерченский шельф, Украина), нефтяные месторождения Тенгиз, Терен-Узюк, Кошкимбет, Каратон (Прикаспийский регион, Республика Казахстан), Тажигали (Каспийский шельф, Республика Казахстан), супергигантское Ромашкинское нефтяное месторождение (Татарстан, Россия), крупное Ванкорское нефтегазовое месторождение (Крас-

ноярский край, Россия), супергигантские газовые месторождения Довлетабад-Донмез и Южный Иолотань (Туркменистан), нефтяное месторождение Зуумбаян (пустыня Гоби, Монголия) и др.

Практический опыт проведения такого рода экспериментальных работ в различных регионах показывает, что при обработке и интерпретации спутниковых данных более крупного масштаба (1 : 10 000 и крупнее) и разрешения могут быть обнаружены и закартированы аномальные объекты небольших размеров (100–300 м).

2. Оперативная “спутниковая” технология оценки перспектив нефтегазоносности может найти применение при рекогносцировочных обследованиях труднодоступных и удаленных регионов, в том числе Арктического и Антарктического шельфов. Широкое использование этой технологии в комплексе с традиционными геофизическими методами при проведении нефтегазопроисковых работ в такого рода регионах может существенно повысить эффективность и информативность геологоразведочного этапа работ, а следовательно, уменьшить материальные и временные затраты, финансовые риски на их проведение.
3. Комплексование технологии обработки и интерпретации (дешифрирования) спутниковых данных с наземными методами СКИП и ВЭРЗ дает возможность значительно повысить эффективность и информативность последних.
4. Технология обработки и дешифрирования спутниковых данных может комплексоваться с традиционно применяемыми методами поисков и разведки скоплений нефти и газа (сейсмическими в первую очередь), а также с неклассическими геофизическими технологиями сторонних разработчиков.
5. Комплексование этой технологии с аэрогеофизическими методами позволит повысить эффективность и информативность последних, так как выделенные по результатам обработки спутниковых данных аномальные зоны типа “залежь газа” и “залежь нефти” могут быть обследованы более тщательно и детально аэрометодами.
6. Результаты проведенной экспериментальной апробации свидетельствуют, что в перспективе технология обработки и интерпретации спутниковых данных зондирования Земли может найти применение на различных этапах нефтепоисковых работ:
 - а) рекогносцировочное обследование крупных, удаленных и труднодоступных регионов (территорий) с целью оперативного выбора перспективных участков и блоков для проведения поисковых работ более крупного масштаба;

- б) оценка перспектив нефтегазоносности выявленных геофизическими методами (сейсморазведкой) структур антиклинального типа, а также перспективных объектов и ловушек неструктурного типа: стратиграфических, литологических, тектонически экранированных;
- в) опoискoвание на нефть и газ отдельных участков и площадей, непосредственно прилегающих к разрабатываемым и изучаемым месторождениям УВ;
- г) обнаружение и картирование участков и зон повышенного скопления свободного газа (метана), а также микроместорождений и месторождений газа в пределах (на площадях) развития угленосных формаций (угольных бассейнов) и отдельных шахтных полей угольных шахт;
- д) поиски и картирование участков скопления УВ в разломных зонах щитов, кристаллическом фундаменте, в отдельных кристаллических массивах;
- е) опoискoвание участков мелководного шельфа, переходных зон между сушей и морем и глубоководных областей океанов и морей;
- ж) изучение перспектив нефтегазоносности Арктического и Антарктического регионов;
- з) оперативная оценка перспектив нефтегазоносности лицензионных участков и блоков (на суше и в море).

К настоящему времени, экспериментальная апробация технологии обработки и интерпретации спутниковых данных выполнена на более чем 50 объектах, участках и площадях различного масштаба – от 1 : 10 000 до 1 : 1 000 000. В пределах обработанных площадей расположены известные месторождения нефти, газа и рудных полезных ископаемых. Практически над всеми месторождениями выделены и закартированы аномальные зоны типа “залежь...”. Много таких аномалий обнаружено за пределами известных месторождений, однако это не означает, что каждая аномалия представляет собой месторождение полезных ископаемых. Вместе с тем полученные результаты позволяют вполне обосновано утверждать, что вероятность обнаружения промышленных скоплений УВ или рудных минералов за пределами АТЗ невысокая. Следовательно, площади АТЗ являются первоочередными объектами поисков скоплений полезных ископаемых, что в принципе позволяет существенно сузить территорию детальных поисково-разведочных работ в каждом конкретном случае. В целом можно надеяться, что результаты обработки и интерпретации спутниковых материалов могут служить важными признаками нефтегазоносности (рудноносности, водонасыщенности).

Одна из главных проблем Украины – обеспечение страны собственными энергетическими ре-

сурсами. Один из путей ее решения – увеличение объемов добычи нефти и газа в стране непосредственно. В данном аспекте определенный прогресс в увеличении прироста запасов может быть достигнут при оптимизации и ускорении геологоразведочного процесса путем более широкого использования в традиционных комплексах геологоразведочных работ мобильных геофизических (геоэлектрических в первую очередь) технологий. Этому может также способствовать активное применение как геоэлектрической технологии СКИП–ВЭРЗ, так и специальной технологии обработки и дешифрирования спутниковых данных в целях оперативной оценки перспектив нефтегазоносности отдельных участков и площадей в нефтегазоносных регионах страны.

Для значительного увеличения прироста запасов нефти и газа исследователями отмечается важность проблемы поисков средних и крупных месторождений УВ. В связи с этим “спутниковая технология”, а также технология СКИП–ВЭРЗ может использоваться для оперативного обследования перспективных площадей и участков в рекогносцировочном режиме для их ранжирования по степени очередности проведения дополнительного комплекса детальных геолого-геофизических работ с целью локального прогноза перспектив нефтегазоносности.

1. *Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Хохлов М.Т. и др.* Газоносность угольных месторождений Донбасса / Под ред. Н.Я. Азарова. – Киев: Наук. думка, 2004. – 234 с.
2. *Бенько В.М., Дячук В.В., Мачужак М.И. и др.* Кобзевское месторождение – основной объект поисково-разведочных работ и увеличения добычи газа ДК “Укр-газвдобування”. Материалы Междунар. науч.-техн. конф. “Геопетроль-2006” (Закопане, 18–21 сент. 2006 г.). – Краков, 2006. – С. 855–858.
3. *Даровских С.В., Крохалев И.В., Филатов Н.В. и др.* Промыслово-геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения // Вестн. недропользователя Ханты-Мансийского автоном. округа. – 2007. – Вып. 18. – <http://www.oilnews.ru/magazine/2007-18-11.html>; <http://www.neftegaz.ru/science/view/433>.
4. *Евдоцук Н.И., Омельченко В.Д., Галко Т.Н.* Геотектоника и перспективы нефтегазоносности Донбасса. – Киев: УкрГГРИ, 2002. – 89 с.
5. *Ковалев Н.И., Гох В.А., Солдатова С.В., Лянцева И.В.* Использование дистанционного геологического комплекса “Поиск” для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений // Геоинформатика. – 2009. – № 3. – С. 83–87.
6. *Ковалев Р.П.* Микролептонная космогеологическая разведка полезных ископаемых // Самолет. – 1997. – № 4–5. – С. 11–13.
7. *Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* Электро-резонансное зондирование и его использование для решения задач экологии и инженерной геологии // Геол. журн. – 2003. – № 4. – С. 24–28.

8. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Таскинбаев К.М. Поиски и разведка скоплений углеводородов геоэлектрическими методами на нефтяных месторождениях Западного Казахстана // Георесурсы. — 2003. — № 1. — С. 31–37.
9. Левашов С.П., Самсонов А.И., Якимчук Н.А. и др. Использование геоэлектрических методов при проведении рекогносцировочных исследований на нефть в Западном Казахстане // Геоинформатика. — 2004. — № 1. — С. 21–31.
10. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Пищаный Ю.М. Возможности геоэлектрических методов при поисках и разведке объектов с рудной минерализацией // Наук. вісн. НГУ. — 2005. — № 9. — С. 69–72.
11. Левашов С.П., Самсонов А.И., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Геоэлектрические исследования на месторождениях углеводородов Керченского полуострова // Теоретические и прикладные аспекты геоинформатики. — Киев, 2006. — С. 110–127.
12. Левашов С.П., Бахмутов В.Г., Корчагин И.Н. и др. Геоэлектрические исследования во время проведения сезонных работ 11-й Украинской антарктической экспедиции // Геоинформатика. — 2006. — № 2. — С. 24–33.
13. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. Обнаружение и картирование геоэлектрическими методами зон повышенного газонасыщения на угольных шахтах // Там же. — 2006. — № 2. — С. 58–63.
14. 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. // Там же. — 2006. — № 1. — С. 31–43.
15. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. Рекогносцировочные воздушные и детализационные наземные геоэлектрические исследования на Костанайской нефтегазоперспективной площади // Там же. — 2008. — № 1. — С. 18–27.
16. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Червоный Н.П. Экспресс-технология прямых поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами: новые возможности ускорения геологоразведочного процесса на нефть и газ // Нефт. хоз-во. — 2008. — № 2. — С. 112–117.
17. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Использование мобильных геоэлектрических методов для поисков и разведки залежей нефти и газа // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. — 2008. — № 12(119). — С. 10–17.
18. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Силюк Б.Б. Практический опыт оперативного обнаружения, картирования и мониторинга техногенной “залежи” газа геоэлектрическими методами // Геоинформатика. — 2009. — № 1. — С. 23–33.
19. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. Опыт применения геоэлектрических методов для оперативного подтверждения перспектив нефтеносности разведочных участков // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 37-й сес. Междунар. семинара им. Д.Г. Успенского, г. Москва, 25–29 янв. 2010 г. — М.: Ин-т физики Земли РАН, 2010. — С. 221–226.
20. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. О возможности картирования геоэлектрическими методами скоплений углеводородов в кристаллических породах // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 37-й сес. Междунар. семинара им. Д.Г. Успенского, г. Москва, 25–29 янв. 2010 г. — М.: Ин-т физики Земли РАН, 2010. — С. 227–232.
21. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. О возможности картирования геоэлектрическими методами скоплений углеводородов в кристаллических породах // Геоинформатика. — 2010. — № 1. — С. 22–32.
22. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. О возможности обнаружения и картирования геоэлектрическими методами аномалий типа “залежь углеводородов” в разломных зонах кристаллических массивов // Теоретические и прикладные аспекты геоинформатики. — Киев, 2010. — С. 216–231.
23. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др. Практический опыт поисков и картирования геоэлектрическими методами скоплений свободного метана на шахтах Донбасса // Теоретические и прикладные аспекты геоинформатики. — Киев, 2010. — С. 232–249.
24. Лялько В.И., Федоровский А.Д., Попов М.А. и др. Использование данных спутниковой съемки для изучения природоресурсных проблем // Космічні дослідження в Україні, 2002–2004. — Киев: КИТ, 2004. — С. 7–14.
25. Программа и тезисы докладов Международной научно-технической конференции “Аэрокосмические технологии в нефтегазовом комплексе” (г. Москва, 20–22 окт. 2009 г.) — М., 2009. — 207 с. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/KONF_aerocosm.php
26. Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук Н.А. Приоритетные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на юге Одесской, Николаевской, Херсонской областей и прилегающей акватории Черного моря // Геология и полез. ископ. Мир. океана. — 2006. — № 3. — С. 22–34.
27. Самсонов А.И., Левашов С.П., Якимчук Н.А. и др. Перспективы нефтегазоносности в Причерноморском регионе по данным рекогносцировочных геоэлектрических исследований // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 37-й сес. Междунар. семинара им. Д.Г. Успенского, г. Москва, 25–29 янв. 2010 г. — М.: Ин-т физики Земли РАН, 2010. — С. 340–345.
28. Шевченко Н.Б., Фиалко А.И., Сухомлинов Ю.А. Некоторые геологические признаки нефтегазоперспективных объектов в кристаллических породах фундамента Украинского щита (северо-восточный склон) // Нефтегазовая геофизика — состояние и перспективы: Тез. докл. науч.-практ. конф., 25–29 мая 2009 г., г. Ивано-Франковск, Украина. — Ивано-Франковск, 2009. — С. 280–281.
29. Шумейкин А.С., Тимурзиев А.И. Методика комплексирования космических, гравимагнитометрических и топогеодезических данных при поисках и разведке залежей УВ в пределах Западной Сибири: Тез. докл. междунар. конф. “Аэрокосмические техноло-

- гии в нефтегазовом комплексе”. – М.: РГУ, 2009. – С.192–193.
30. *Шуман В.Н., Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.* Радиоволновые зондирующие системы: элементы теории, состояние и перспектива // Геоинформатика. – 2008. – № 2. – С. 22–50.
 31. *Якимчук Н.А., Мороз И.П.* Собственные электромагнитные колебания поляризованных слоев литосферы // Там же. – 2010. – № 1. – С. 93–96.
 32. *Feather K.* The rapid adoption of seabed logging // Scandinavian Oil and Gas magazine. – 2007. – № 5/6. – P. 37–38. – <http://www.emgs.com/articles/>
 33. *Georgiev G.V.* Challenge for Hydrocarbon Exploration in Western Black Sea – Case Study for Origin of Tjulenov Oil Field // 69nd EAGE Conf. and Techn. Exhibition. London, United Kingdom, 11–14 June 2007. – CD-ROM Abstracts volume. P255, 4 pages.
 34. *Jin Y.K., Lee M.W., Kim Y. et al.* Gas hydrate volume estimations on the South Shetland continental margin, Antarctic Peninsula // Antarctic Sci. – 2003. – **15**, № 2. – P. 271–282. – DOI: 10.1017/S0954102003001275
 35. *Kitchka A.A., Kostyuchenko Yu.V.* Radar Imaging Data Applications to Hydrocarbon Prospecting in the South Kerch Offshore, Black Sea Basin // Abs. 66th EAGE Conference, Paper E031. – Paris: EAGE, 2004. – 4 p. – CD-ROM.
 36. *Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Taskynbaev K.M.* Reconnaissance geoelectric investigations for oil within exploratory block R-9 in Western Kazakhstan. 66nd EAGE Conf. and Technical Exhibition. Paris, France, 7 – 10 June 2003. – CD-ROM Abstracts volume.
 37. *Levashov, S.P., Yakymchuk, N.A., Korchagin, I.N. et al.* Drake Passage and Bransfield Strait – new geophysical data and modelling of the crustal structure, in Antarctica: A Keystone in a Changing World – Online Proceed. of the 10th ISAES X / Eds A.K. Cooper, C.R. Raymond et al. – USGS Open-File Report 2007-1047, Extended Abstract 028, 4 p.
 38. *Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., Syniuk B.B.* Practical experience of the operative finding, mapping and monitoring of man-caused gas pool by geoelectric methods. 71nd EAGE Conf. and Technical Exhibition. Amsterdam, The Netherlands, 8–11 June 2009. – CD-ROM Abstracts volume. P144, 4 p.
 39. *Tinivella U., Accaino F., Camerlenghi A.* Gas hydrate and free gas distribution from inversion of seismic data on the South Shetland margin (Antarctica) // Marine Geophys. Res. – 2002. – **23**. – P. 109–123.
 40. *Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N.* Express-technology for direct searching and prospecting of hydrocarbon accumulation by geoelectric methods // Int. petroleum techn. conf., 3–5 Dec. 2008. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2008. – Paper IPTC-12116-PP. – Conf. CD-ROM Proceed. – 11 p.

Поступила в редакцию 19.04.2010 г.

С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ, ТРУДНОДОСТУПНЫХ И УДАЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ, ЛИЦЕНЗИОННЫХ БЛОКОВ

Приводятся практические результаты экспериментальной апробации в 2009–2010 гг. оригинальной технологии обработки и интерпретации спутниковых данных с целью “прямых” поисков и разведки месторождений углеводородов (УВ), рудных полезных ископаемых, водоносных коллекторов. Указанная технология позволяет оперативно обнаруживать и картировать аномальные зоны типа “залежь нефти” и (или) “залежь газа”, которые обусловлены крупными и средними месторождениями УВ. Анализируются материалы обработки спутниковых данных в районах расположения месторождений УВ в различных нефтегазоносных регионах: Шебелинское, Кобзевское и Субботинское (Украина), Тенгиз, Терен-Узюк, Кошкимбет, Каратон (Республика Казахстан), Ромашкинское и Ванкорское (Россия), Довлетабад-Донмез и Южный Иолотань (Туркменистан) и др. Показано, что при обработке и интерпретации спутниковых данных крупного масштаба (1 : 10 000 и крупнее) и разрешения могут быть обнаружены и закартированы аномальные объекты небольших размеров (100–300 м). Комплексирование технологии обработки спутниковых данных с наземными методами становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) (экспресс-технология СКИП–ВЭРЗ) дает возможность существенно повысить эффективность и информативность последних. Оперативная “спутниковая” технология оценки перспектив нефтегазоносности может найти применение при рекогносцировочных обследованиях труднодоступных и удаленных регионов, в том числе Арктического и Антарктического шельфов. Применение этой технологии в комплексе с традиционными геофизическими методами при проведении нефтегазопроисковых работ может значительно повысить эффективность и информативность геологоразведочного этапа работ – уменьшить материальные и временные затраты, а также финансовые риски на их проведение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, спутниковые данные, технология, прямые поиски, обработка, интерпретация, геоэлектрические методы, труднодоступный регион, Арктический шельф.

НОВІ МОЖЛИВОСТІ ОПЕРАТИВНОЇ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ РОЗВІДУВАЛЬНИХ ПЛОЩ, ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВІДДАЛЕНИХ ТЕРИТОРІЙ, ЛІЦЕНЗІЙНИХ БЛОКІВ

Наведено практичні результати експериментальної апробації у 2009–2010 рр. оригінальної технології обробки та інтерпретації супутникових даних з метою “прямих” пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів (ВВ), рудних корисних копалин, водоносних колекторів. Ця технологія дає змогу оперативно виявляти та картувати аномальні зони типу “поклад нафти” і (або) “поклад газу”, які зумовлені великими та середніми родовищами ВВ. Розглянуто матеріали обробки супутникових даних у районах розміщення родовищ ВВ у різних нафтогазоносних регіонах: Шебелинське, Кобзівське та Субботінське (Україна), Тенгіз, Терен-Узюк, Кошкімбет, Каратон (Республіка Казахстан), Ромашкінське і Ванкорське (Росія), Довлетабад-Донмез і Південний Іолотань (Туркменістан) та ін. Показано, що під час обробки та інтерпретації супутникових даних великого масштабу (1 : 10 000 та більше) та роздільної здатності можуть бути виявлені й закартовані аномальні об’єкти невеликих розмірів (100–300 м). Комплексування технології обробки супутникових даних з наземними методами становлення короткоімпульсного електромагнітного поля (СКІП) і вертикального електрорезонансного зондування (ВЕРЗ) (експрес-технологія СКІП–ВЕРЗ) дає можливість істотно підвищити ефективність та інформативність останніх. Оперативна “супутникова” технологія оцінки перспектив нафтогазоносності може бути застосована під час рекогносцирувальних обстежень важкодоступних і віддалених регіонів, у тім числі Арктичного та Антарктичного шельфів. Використання цієї технології в комплексі із традиційними геофізичними методами під час нафтогазопошукових робіт може істотно підвищити ефективність та інформативність геологорозвідувального етапу робіт – зменшити матеріальні й часові витрати, а також фінансові ризики на їх проведення.

Ключові слова: нафта, газ, родовище, супутникові дані, технологія, прямі пошуки, обробка, інтерпретація, геоелектричні методи, важкодоступний регіон, Арктичний шельф.