

## ОПЫТ ПРОГНОЗНО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ АНОМАЛИЙ С ПОМОЩЬЮ ДИСТАНЦИОННОЙ РЕЗОНАНСНО-ТЕСТОВОЙ АППАРАТУРЫ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА «ПОИСК»

© Н.И. Ковалев, Г.А.Белявский, 2015

Институт ядерной энергии и промышленности ФГБОУ ВО СевГУ.

**Keywords:** remote control equipment, nuclear-magnetic resonance, resonance tests, reference atoms, atomic spectra.

Рассматривается опыт использования аппаратуры комплекса глубинного зондирования недр Земли «Поиск» для дистанционного поиска и оконтуривания прямым методом участков углеводородных залежей на глубинах залегания до 6000 м. С помощью аппаратуры комплекса «Поиск» отработывались методики идентификации, оконтуривания и предварительной экспресс-оценки пригодности для промышленной разработки выявленных месторождений углеводородов путем измерения дистанционной аппаратурой глубин залегания углеводородных коллекторов, их пористости пород в них. Практические работы подтверждают возможность применения разработанного дистанционного поиска для идентификации типов углеводородов и характеристик пород-коллекторов до начала бурения. Это обеспечивает эффективный выбор точек под бурение результативных разведочных скважин на глубинах до 6 км.

**Ключевые слова:** аппаратура дистанционного резонансно-тестового комплекса, ядерно-магнитный резонанс, информационно-энергетические спектры, реперные атомы, атомные спектры

**Введение.** Низкая эффективность геофизических методов поиска углеводородов и дороговизна буровых поисковых работ, особенно при больших глубинах бурения, требуют совершенствования оперативных дистанционных способов геологоразведки. Комплексование различных геофизических, нетрадиционных и аэрокосмогеологических способов позволяет повысить вероятность определения границ контуров скрытых залежей (до 40—60%), что улучшает результативность бурения [1]. Однако получение дистанционными способами поиска важнейших геологических характеристик пород коллекторов (типа и пористости), полезных мощностей УВ горизонтов и эффективных площадей аномалий остается сложной задачей, что затрудняет принятие решения на бурение скважин [2, 6]. В настоящее время проходят опытную опробацию несколько дистанционных способов геологоразведки в России, Украине, Канаде и др. странах. Ни один из этих способов геологоразведки, а также существующие дистанционные методы зондирования Земли из космоса не могут определить пористость пород-коллекторов, полезные мощности коллекторов и эффективные площади углеводородных (УВ) аномалий.

Специалистами НИЛ ЯХИ СевГУ предложен способ получения этих характеристик с помощью резонансно-тестовой аппаратуры геофизического комплекса «Поиск», при котором используются данные ДЗЗ и результаты измерений мобильной дистанционной полевой аппаратурой (вес до 80 кг).

Методика применения дистанционного геолографического комплекса "Поиск" для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений подробно изложена в статьях [5,6,7].

В основе способа дистанционного глубинного определения нефтяных участков и типов пород нефтенасыщенных коллекторов с помощью полевой аппаратуры комплекса "Поиск" лежит применение генераторов СВЧ-излучений гигагерцовой частоты для резонансного возбуждения атомов веществ в нефтепроницаемых породах и атомов металлов, которые содержатся в различных типах нефти [1, 6, 9, 10].

Дистанционная идентификация (распознавание) нефти и нефтепроницаемых пород в недрах Земли до глубин 6000 м с помощью указанного комплекса выполняется с использованием резонансных явлений веществ при воздействии радиочастотных излучений на атомы элементов

(ЯМР-спектроскопия), входящих в состав конкретного вида нефти или различных типов пород. Для посылки радиочастотных резонансных излучений на большие глубины применяются генераторы СВЧ-излучения гигагерцовой частоты с вращательным электромагнитным полем в энергетическом канале излучения. На рабочую частоту СВЧ-генератора модулируются частотные резонансные спектры атомов реперных химических элементов (Ni, V, C, P, S и др.) и информационно-энергетические спектры (интегральные спектры) образцов проб нефти и пород-коллекторов различной пористости [1, 6, 10]. Резонансные спектры (ЯМР-спектры) атомов металлов, входящих в состав идентифицируемых веществ и выбранных в качестве реперных элементов, записываются на установках ЯМР в частотном диапазоне от 60 до 250 МГц. Непосредственно с образцов проб различных марок нефти записываются резонансные информационно-энергетические спектры веществ (интегральные спектры) с помощью высокочастотных блоков резонансно-тестовой аппаратуры, входящей в состав комплекса "Поиск" [1, 6, 7, 11, 12].

Информационно-энергетические спектры идентифицируемых веществ переносятся на рабочие магнитные носители ("рабочие матрицы"), а атомные спектры металлов - на "тестовые" матрицы и используются для резонансного возбуждения этих веществ в недрах Земли (до глубин 6 км) путем воздействия на них модулированных сигналов СВЧ-генератора [1, 2, 3, 11, 12]. Набор "реперных" металлов, входящих в состав различных марок нефти, был ранее изучен российскими и украинскими учеными [9, 10]. Для установления реперных элементов в нефти использовался нейтронно-активационный метод определения концентрации металлов и неметаллов в них. Элементный состав образцов и амплитуды их интегральных спектральных характеристик (информационно-измерительных спектров) записывались в банк данных стационарного комплекса "Поиск" и использовались в качестве распознавательных признаков углеводородов и пород-коллекторов различной пористости, залегающих на глубинах до 6000 м [8, 13].

Для настройки аппаратуры и подтверждения дистанционного обнаружения, идентификации разновидностей нефти ("светлая", "густая", "запечатанная") и пород-коллекторов перед началом полевых работ в лабораторных условиях проводятся испытания стационарной и переносной аппаратуры комплекса "Поиск" по избирательной регистрации образцов нефти и образцов пород (нефтеносных коллекторов) с различных расстояний (25 м и 50 м). При этом путем регулирования порога чувствительности измерительной аппаратуры добиваются избирательной идентификации каждого реперного элемента или типа проб нефти и пород, расположенных вплотную друг к другу (для подтверждения отсутствия взаимного влияния) [6].

#### **Основания для проведения исследований:**

В течение нескольких лет испытания аппаратуры комплекса проводились на известных месторождениях нефти и газа в Крыму (Татьянинское газоконденсатное месторождение, 2006 г.) [3] и на шести известных нефтяных скважинах Владиславского месторождения (Крым, 2007 г.) [4]. Опытные исследования подтвердили высокую результативность поисковых работ по оконтуриванию и измерению глубин залегания углеводородных коллекторов.

В 2009 г. проведена экспертиза дистанционного способа поиска нефти и газа на территории США (штат Юта) с привлечением независимого госарбитра г.Юта. Были выделены пять участков, каждый площадью 25 км<sup>2</sup> (5x5 км). Данные участки в течение пяти лет были детально обследованы традиционными способами разведки (сейсмика, электроразведка, магниторазведка и др.) и оценены все как перспективные для разработки. Однако по результатам бурения были вскрыты 2-а нефтяных месторождения на двух участках, и на одном — непромышленное месторождение газа. Еще на одном из участков (№ 1) в это время выполнялось бурение на глубине 2,5 км. Результаты обследования 10-ти участков с помощью аппаратуры дистанционного комплекса "Поиск" точно совпали с результатами бурения, в том числе и на участке № 1 (по завершению его бурения) [5].

В 2008 г. были успешно завершены работы в соответствии с "Программой-6" Минтопэнерго Украины: "Дистанционное исследование скоплений природного газа и газового конденсата в границах Новоконстантиновского месторождения урановых руд" (шифр "Газ"). В результате работы идентифицированы крупные скопления газа и газового конденсата под Новоконстантиновской уранорудной зоной, определены конкретные границы и примерные объемы скоплений газа на глубинах 2350— 2450 м и газового конденсата на глубинах 2450— 2550 м. Установлено, что поступление газа и газового конденсата к урановым рудным телам происходит по глубинному секущему разлому. Затем были выполнены работы по подтверждению скоплений углеводородов с помощью традиционных методов геологоразведки (июль 2009 г.) и бурением. Данные подтвердили наличие углеводородных залежей в субмеридиональных зонах интенсивного

дробления пород, расположенных ниже урановородных тел, чем подтверждена высокая результативность обнаружения УВ аномалий в различных геологических структурах.

**Объекты изучения, задачи исследования и методика работы.** Прогнозно-геологические исследования выполнялись по заказу коммерческих компаний и инвестиционных компаний в Крыму (экспертиза скважин на известном Татьянинском газоконденсатном месторождении), на Украине (изучение газовых скоплений на шахтном поле угольной шахты им.Засядько), в России (аналогичные работы на 6-ти угольных шахтах УК «Заречная»), в США (изучение аномалий сланцевого газа в шт. Техас и нефтяного участка в шт. Юта), в Индонезии (нефтегазовый блок «Брантас» на 5-ти участках ( $S=3\ 500\ \text{км}^2$ ), из них 3-и – на шельфе), в Австралии (блок Купер PEJ-105 (Cooper), площадью более  $1\ 100\ \text{км}^2$ ), в Крыму (заказу «Черноморнефтегаз», РФ) на месторождении «Поворотное», 2014 г..

На первом этапе работы выполнялись с применением средств ДДЗ путем расшифровки космоснимков по авторской технологии [1, 10, 11, 12].

При этом идентифицировались типы углеводородной аномалии (нефтяная, газовая, нефтегазовая), определялись границы контуров аномалий, примерные глубины залегания углеводородных коллекторов в аномалиях.

В период полевых работ (II<sup>ой</sup> этап) мобильной аппаратурой, установленной на автотранспорте (или плавсредствах) выполнялись измерения по определению следующих характеристик залегания углеводородов в аномалиях:

- контуры эффективных площадей аномалий, глубины залегания (до 6000 м) углеводородных коллекторов в точках измерения на глубинных геологических разрезах;
- полезные мощности коллекторов, типы пород углеводородных коллекторов и их примерная пористость (от 5% до 20%);
- контуры углеводородных ловушек (не более 2-х на аномалии);
- давления газа в аномалиях;

На основе этих данных производился выбор точек под бурение скважин и подсчет прогнозных объемов запасов в углеводородных аномалиях.

По материалам отчета Заказчик проверял результаты работ путем сравнения их с имеющимися у него данными сейсмоки (при их наличии) или проводил дополнительные исследования традиционными методами геологоразведки вблизи точек выбранных под бурение. Затем выполнялись буровые работы по вскрытию аномалий и окончательная оценка результатов работ.

**Главными целями работ являлись:**

- 1) Определение типа пород углеводородных коллекторов и их пористости в выявленных УВ-аномалиях;
- 2) Выбор точек под бурение скважин в углеводородных ловушках, обеспечивающих гарантированный промышленный дебит скважин.
- 3) Определение эффективной площади углеводородной аномалии, расположенной в геологической структуре с требуемой пористостью пород-коллекторов (>7%).

**Методика выполнения работ:**

- 1. I этап. Определение УВ аномалий с помощью средств ДДЗ путем расшифровки космических фотоснимков стационарной аппаратурой с применением радиационно-химических технологий (визуализация границ контуров аномалий). Выбор перспективных аномалий для детального обследования.
- 2. II этап. Полевые работы:
  - а) уточнение границ контуров аномалий и выделение эффективных площадей;
  - б) измерение глубин залегания и мощностей УВ-коллекторов в точках, расположенных на геологических разрезах;
  - с) идентификация пород-коллекторов и определение их пористости;
  - д) определение границ УВ-ловушек;
  - е) подсчет прогнозных запасов УВ;
  - ж) выбор точек под бурение скважин.
- 3. Подтверждение результатов традиционными методами геологоразведки вблизи выбранных точек под бурение скважин, затем бурение поисковой скважины и оценка результатов.

Расшифровки космических фотоснимков проводились с применением радиационно-химических технологий [1, 5, 6, 7, 13] путем визуализации границ (контуров) участков с углеводородными аномалиями. Эти границы уточнялись в полевых условиях с использованием мобильной аппаратуры и приемников GPS и затем наносились на карту района поиска. Данный способ оконтуривания подобен существующим аэрокосмическим способам дистанционного зондирования земли (ДДЗ), однако вероятность идентификации типов пород коллекторов и углеводородных аномалий с помощью полевой аппаратуры комплекса "Поиск" резко возрастает (до 95-97 %) [5, 6, 11, 12, 13].

В полевых условиях модулированный сигнал с помощью узконаправленной антенны от высокочастотного блока СВЧ-генератора через энергетический или «ионизационный» канал направляется под определенным углом вглубь Земли для дистанционного резонансного возмущения атомов реперного элемента либо всего идентифицируемого вещества, залегающего на глубинах до 6000м [1, 5, 6, 7, 11]. При этом над участком месторождения возникает слабое высокочастотное электромагнитное поле, характерное для каждой разновидности нефти и пород. Каждое характерное электромагнитное поле последовательно регистрируется чувствительным прибором-приемником, настроенным на резонансную частоту конкретного атома реперного элемента или интегрального спектра вещества (нефть, порода-коллектор), что обеспечивает их избирательную идентификацию на различных глубинах [1]. Глубина залегания коллектора измеряется путем геометрических расчетов по тангенсу угла наклона антенны и измеренному катету, т.е. расстоянию от генератора до оконечности аномалий (Рис.-1, Рис.-2).

**Результаты работ.** Во всех случаях в качестве распознавательных признаков разновидностей нефти был принят количественный состав реперных металлов в них, а для надежности идентификации "запечатанной" нефти или «непромышленной» аномалии использовались 4 дополнительных параметра: а) отсутствие газовой шапки в нефтеносном коллекторе; б) тип породы нефтяного коллектора; в) величина пористости пород; г) отсутствие динамики движения пластовых флюидов к нефтяной аномалии. Непромышленная газовая аномалия определялась по типу пород газонасыщенных коллекторов и их низкой пористости, а также по низкому давлению газа и значительной мощности эффективного коллектора.

Для идентификации типов пород нефтеносных коллекторов были изучены наиболее часто встречающиеся породы с повышенной нефтегазопроницаемостью - барьерный риф, конгломераты, крупно- и мелкозернистый песчаники, трещиноватые известняки, алевролиты, галечные отложения и обломочные кристаллические породы. Процентное содержание металлов и специфических (реперных) элементов в каждой породе значительно разнятся, что обеспечивает их избирательную идентификацию [1, 5, 6].

При идентификации пластов с подвижной нефтью мощность газовой шапки составляла от 15 м до 5 м (давление газа в ней от 20,0 до 40,0 МПа). Это надежно регистрировалось в точках измерения вблизи известных скважин в Монголии, район Торхом (Bloch X South Torhom), США (шт. Юта, г.Орем), а также на нефтяном полигоне Украины (Крым), в Индонезии (блок «Брантас», на 3-х скважинах) и в Австралии (Блок Купер, скв.Пири-1) [3, 4, 6, 7].

Давление газа в газовых аномалиях и в газовых шапках нефтяных коллекторов определялось с применением резонансно-тестовой аппаратуры и по распознавательным спектрам образцов проб газа, записанным на «тестовые» матрицы при различных давлениях газа в пробах (набор тестов составлял от 5,0 МПа до 60,0 МПа с интервалом давлений 2,5 МПа).

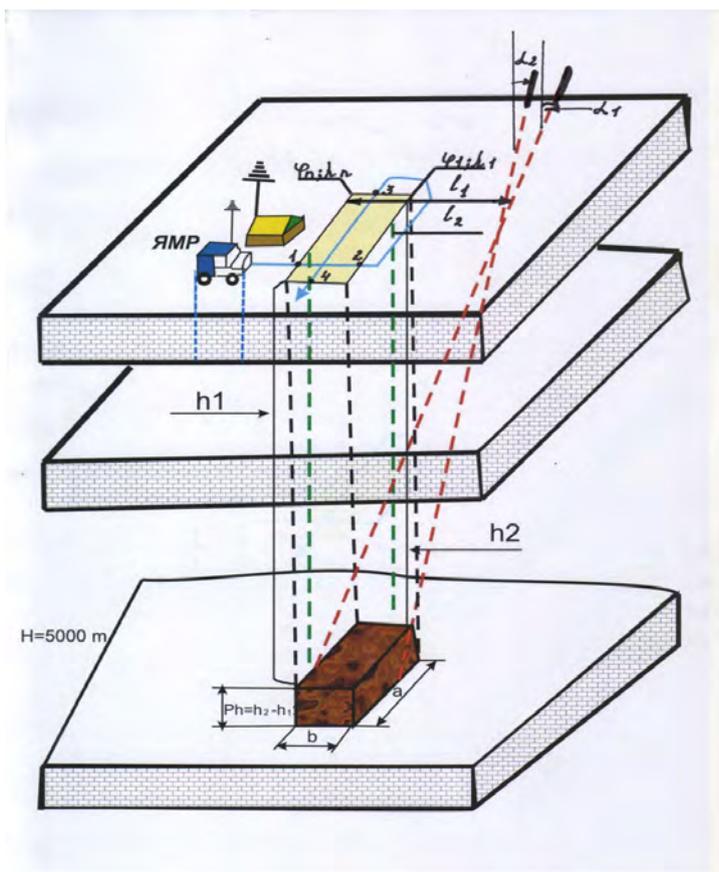


Рис.1. Способ оконтуривания участка и определение глубин залегания горизонтов нефтяных проявлений с помощью полевой резонансной ЯМР-аппаратуры комплекса «Поиск»:  $l_1, l_2$  - расстояние от генератора СВЧ до дальней и ближней линий приемников;  $a, b$  - размеры (площадь) залежей;  $h_1, h_2$  - глубина залегания верхней и нижней частей залежей;  $P_h = h_2 - h_1$  - мощность горизонта залежей

- \* $l_1, l_2$  - расстояние от генератора СВЧ до дальней и ближней линий приемников;
- \* $a, b$  - размеры (площадь) залежей;
- \* $h_1, h_2$  - глубина залегания верхнего и нижнего горизонтов залежей;
- \* $P_h = h_2 - h_1$  - мощность горизонта залежей;
- \* $\alpha_1, \alpha_2$  - угол наклона ( $^\circ$ ) луча СВЧ на границы нижнего и верхнего горизонтов залежи.

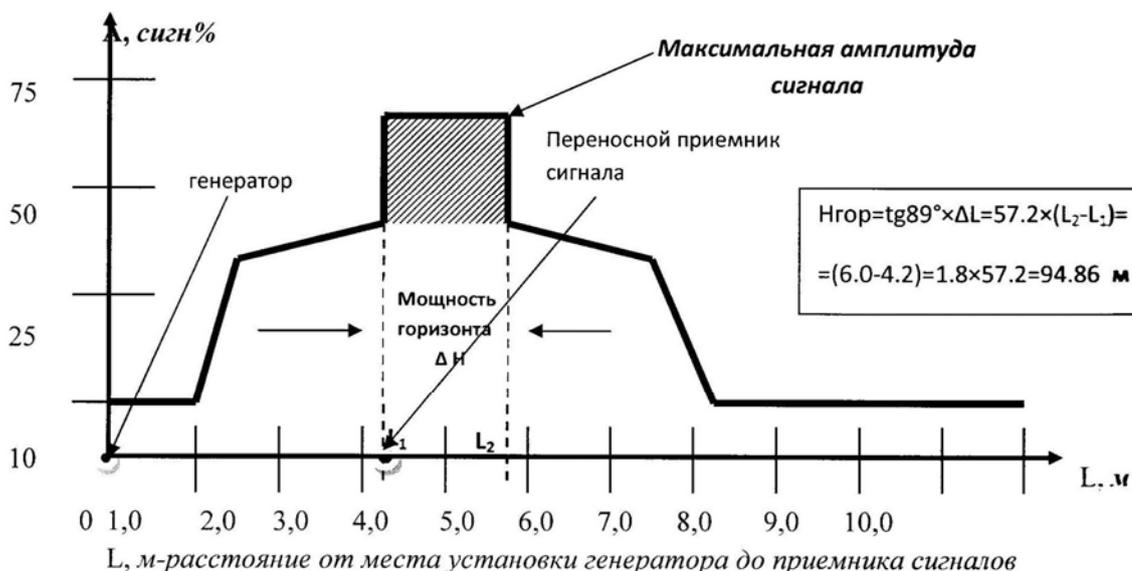


Рис.2. Изменение амплитуды сигнала приемника при резонансном возбуждении нефтяного участка на глубине ~3760 м.  $L$  - расстояние от места установки генератора до приемника сигналов.

Дистанционная регистрация полевой аппаратурой основных типов нефтепроницаемых пород позволяет получить первичные данные о примерных величинах коэффициентов эффективной пористости пород-коллекторов, необходимых для экспресс-оценки запасов нефти, и для подтверждения гарантированных притоков в нефтяных скважинах. Рекомендованные точки под бурение скважин выбирались в углеводородных ловушках.

Глубины залегания полезных горизонтов и их мощности определялись по ранее разработанному способу [1, 6, 7] (рис. 1). При этом сигнал узконаправленной антенной направлялся в Землю под углом  $1^\circ$ . Глубина рассчитывалась по величине тангенса угла и расстоянием от генератора до известных границ контуров аномалий. Максимальная амплитуда приемного сигнала принималась над участком непосредственного попадания сигнала в аномалию (Рис.2).

Углеводородные ловушки определялись по резкому изменению глубин залеганий и увеличению мощностей пластов. С помощью данного способа отработаны: а) построение глубинных профилей с шагом измерения 150—200 м; б) приемы дистанционного построения глубинных колонок с детальными параметрами эффективных горизонтов при углах наклона антенны  $2^\circ$ , что позволило определить конкретные участки в коллекторе горизонта с подвижной (извлекаемой) нефтью (по максимальным амплитудам сигнала на конкретном интервале глубин).

Таким образом, получена возможность построения глубинных профилей (2Д) и глубинных колонок в точках, выбранных под бурение скважин. На глубинных колонках участка (рис. 3) отмечены мощности полезных горизонтов с подвижной нефтью (из которых возможно получить промышленные притоки в скважинах), они значительно меньше мощности нефтенасыщенных пород коллектора.



**Рис.3. Глубинная колонка в точке измерения (шт.Юта, США).**

**Общая мощность нефтяных пластов  $H=h_1+h_2=70$ м;**

**суммарная мощность нефтенасыщенных пород – 140м**

Одни из важных параметров для оценки притоков в нефтяных скважинах — динамика миграции пластовых флюидов к нефтяному коллектору и пути их миграции к аномалии и от нее. Динамика миграции углеводородов определялась по амплитуде сигнала приемника, направление миграции — путем серии замеров (6-кратных) в одной точке. При этом антенна прибора устанавливалась под углом  $15^\circ$  и при каждом замере разворачивалась на угол  $45^\circ$ . Принималось, что максимальная амплитуда резонансного сигнала в точке измерения указывает на миграцию углеводородов по направлению к оператору, минимальная — на миграцию от оператора,

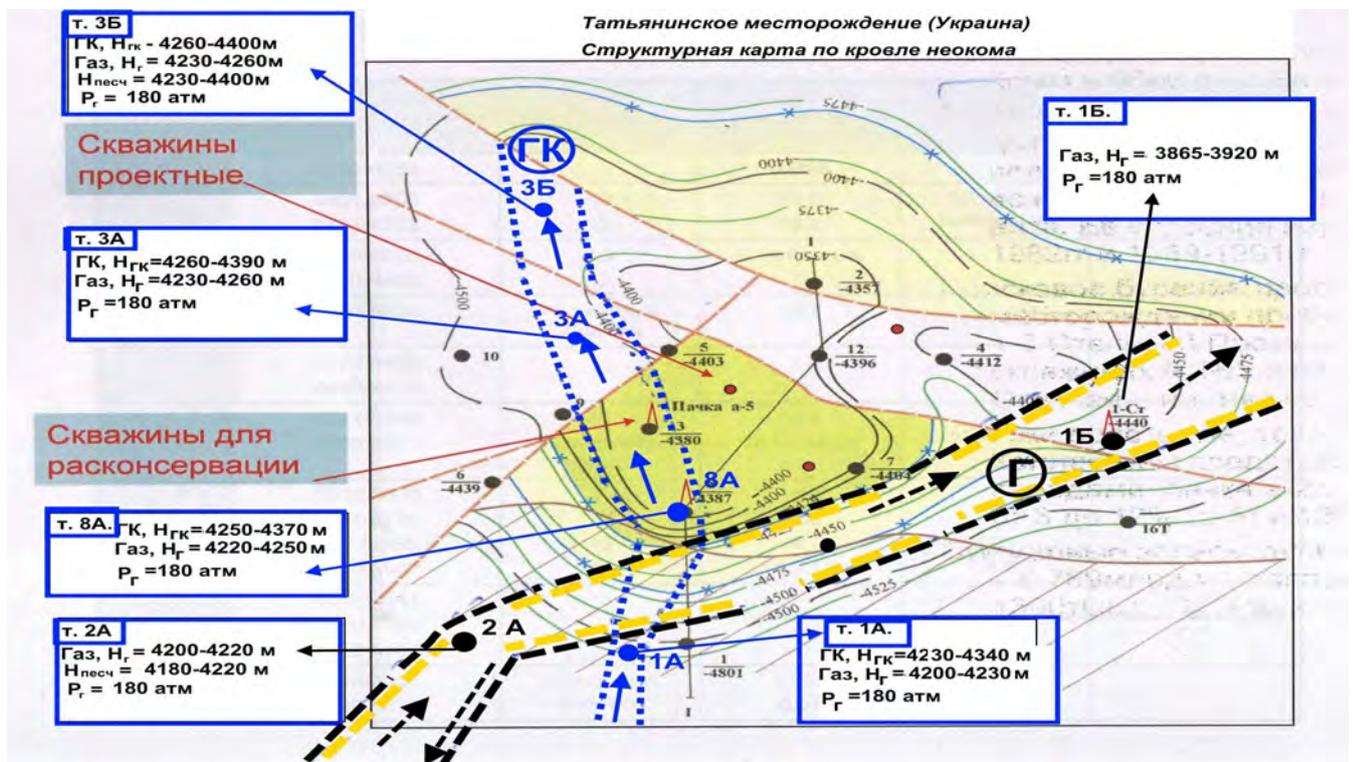
совпадающую с направлением антенны прибора. Ошибка в определении направления миграции углеводородов может составлять  $\pm 15\text{--}20^\circ$ . Эти данные важны при определении "разуплотненных" (трещиноватых) зон в породах, что позволяет затем осуществлять поиск нефтяных линз в этих зонах.

Пример определения и учета путей миграции углеводородов при выборе точек под бурение скважин на Татьянинском газоконденсатном месторождении показан на рис. 4. Видно, что максимальные притоки в газовых скважинах и в скважинах с газовым конденсатом можно получить, если скважины находятся в границах соответствующих "миграционных потоков флюидов" (в границах пористых пород коллекторов – песчаника среднезернистого) Это подтверждается притоками в пробуренных скважинах [4]. Затем это было подтверждено на всех выполненных работах.

Очевидно, зная границы пористых пород-коллекторов, можно правильно выбрать точки под бурение скважин для вскрытия углеводородного месторождения.

8 Полученные данные регистрации всех параметров с помощью дистанционной полевой аппаратуры позволяют рассчитать (экспресс-оценка) объемы извлекаемых запасов с ошибкой 30—40 %, а также существенно повысить результативность бурения (95—9%).

Экспресс-оценка пригодности для промышленной разработки участка залежи производится путем подсчета прогнозных запасов по известным формулам. Данные о площадях углеводородных аномалий берутся с карты района поиска. При этом в расчет берется только эффективная площадь аномалии, расположенная в той части геологической структуры, где пористость пород коллекторов составляет  $>7\div 10\%$ . Этим достигается более реальный подсчет прогнозных запасов углеводородов в аномалиях. Глубину залегания продуктивных горизонтов (нефтяных пластов) определяют по глубинным срезам и глубинным колонкам каждого горизонта. Остальные поправочные коэффициенты усредняются в зависимости от того, какие типы нефтегазоносных пород идентифицированы в коллекторах. При наличии геологических данных (кернов), полученных на ближайших площадях к обследуемому району, значительно упрощается экспресс-оценка запасов залежей, так как данные о нефтенасыщенности коллекторов становятся более достоверными.



Усло: направление миграции флюидов.

--- границы пористых пород коллекторов ( $>7\div 10\%$ )

● промышленные скважины (1-Сг, 3-ГК, 8Ф-ГК)

Рис.4. Татьянинское месторождение

Способ дистанционного поиска с использованием аппаратуры комплекса "Поиск" можно применять в комплексе с геофизическими и другими способами разведки и выявления нефтенасыщенных коллекторов, например, с геоэлектрическими методами "прямых" поисков [1, 6, 7] или сейсмикой.

Результаты экспертизы скважин на Татьянинском газоконденсатном месторождении показаны на рис.4. Доказано, что в «ловушке» имеются зоны повышенной пористости пород коллекторов (в виде 2-х «потоков» на разных глубинах). Скважины, попавшие в эти зоны повышенной миграции газа – дают промышленные притоки газа, а остальные не имеют промышленного значения.

Несколько работ выполнено с совместным использованием двух комплексов — дистанционной аппаратуры "Поиск" и геоэлектрической аппаратуры Института прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии (ИППЭГГ НАН Украины) (Украина — газ, газовый конденсат (шахта Новоконстантинов-ская); газ, нефть — шахтное поле угольной шахты им. А.Ф.Засядько; Монголия — нефть, газ (блок X South Torhom) [6, 7, Рис.5].

Выполненные работы показали большую перспективу поисковых работ при комплексировании двух способов дистанционного поиска, разработанных НАН Украины, СНУЯЭиП и традиционного поиска [8].

При обследовании шахтного поля угольной шахты им.Засядько (рис.5) было установлено, что ее пересекают с запада на восток 3-и геологических разлома «канала» с повышенным давлением газа в них и один с севера на юг [8].



**Рис.5. Контуры геоэлектрических аномалий АТЗ и границы газопроницаемых «каналов» на топографической карте участка горного отвода угольной шахты им.А.Ф.Засядько [17].**

Вертикальные газопроницаемые участки («столбы разуплотнений пород» по вертикали) находились за пределами шахтного поля (за 1÷1,5 км до ее границы) и располагались на каждом из 3-х разломов («каналов»). По всем «каналам» происходила миграция газа с запада на восток, что обеспечивало определенное давление газа в каждом канале.

Ширина «каналов» составляла от 40 до 80 м. В каждом «канале» имелось по 4-е газопроницаемых горизонта, представляющих трещиноватый среднезернистый песчаник

(пористость >12%), залегающий в каждом канале на глубинах от 410 м до 1690 м. Мощности газоносных горизонтов составляли от 20 до 80 м, избыточное давление газа в горизонтах (в зависимости от глубин) составляли от 16 кгс/см<sup>2</sup> (верхний горизонт от 160 кгс/см<sup>2</sup> (нижний горизонт)). Газовые горизонты располагались под угольными пластами. Основным источником газа с высоким давлением находился за пределами шахтного поля (в 5-ти км от него). Газ от него к шахтному полю поступал по 3-м разломам пересекающим шахтное поле. Причем распределение газа в «канале» под угольные пласты происходило от нижнего горизонта (1690 м) с высоким давлением газа (230 кгс/см<sup>2</sup>) к верхнему горизонту (16 кгс/см<sup>2</sup>) по общему газопроницаемому вертикальному участку «столбу» с глубины 1690 м до глубины 410 м (рис.6).

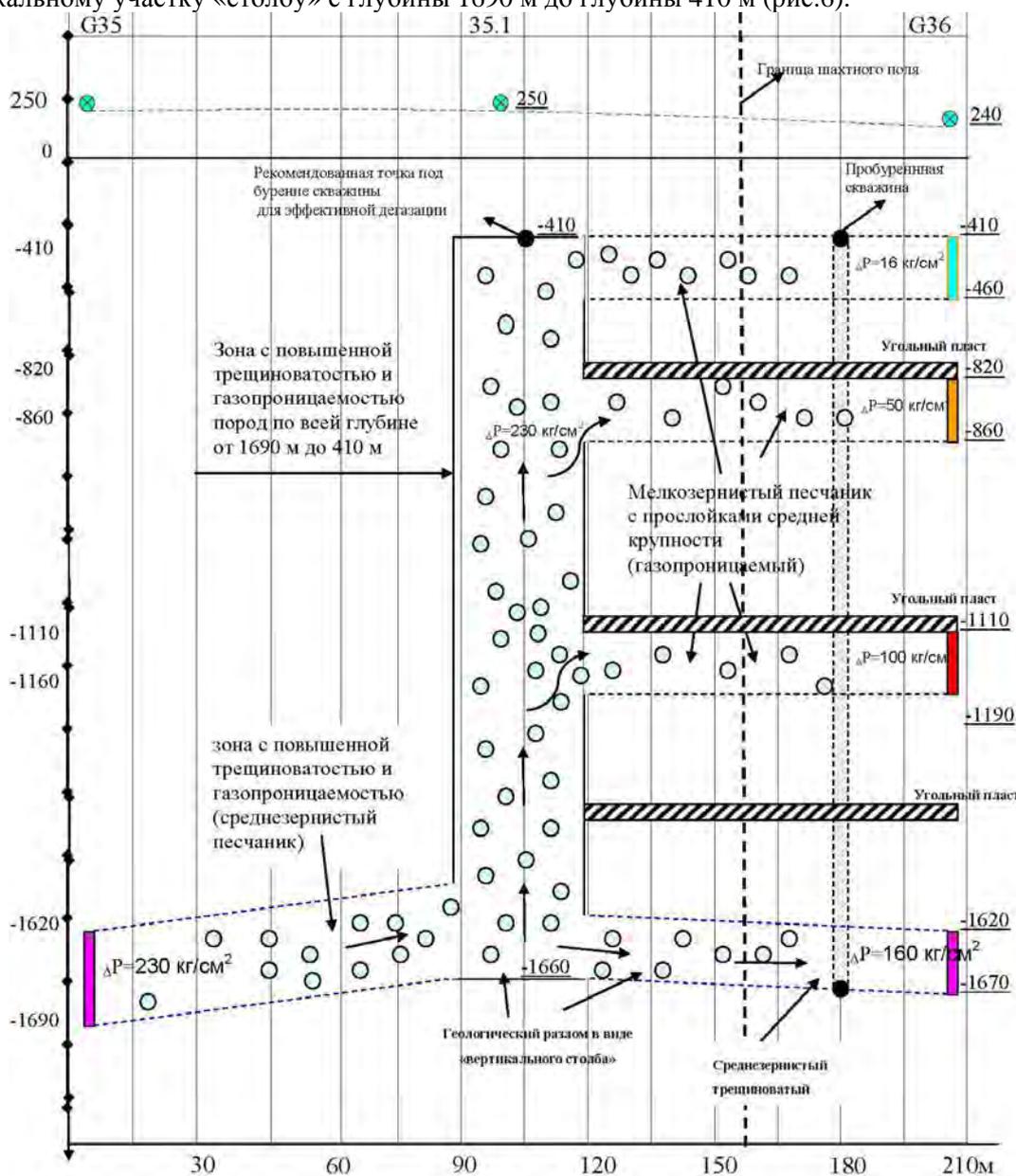


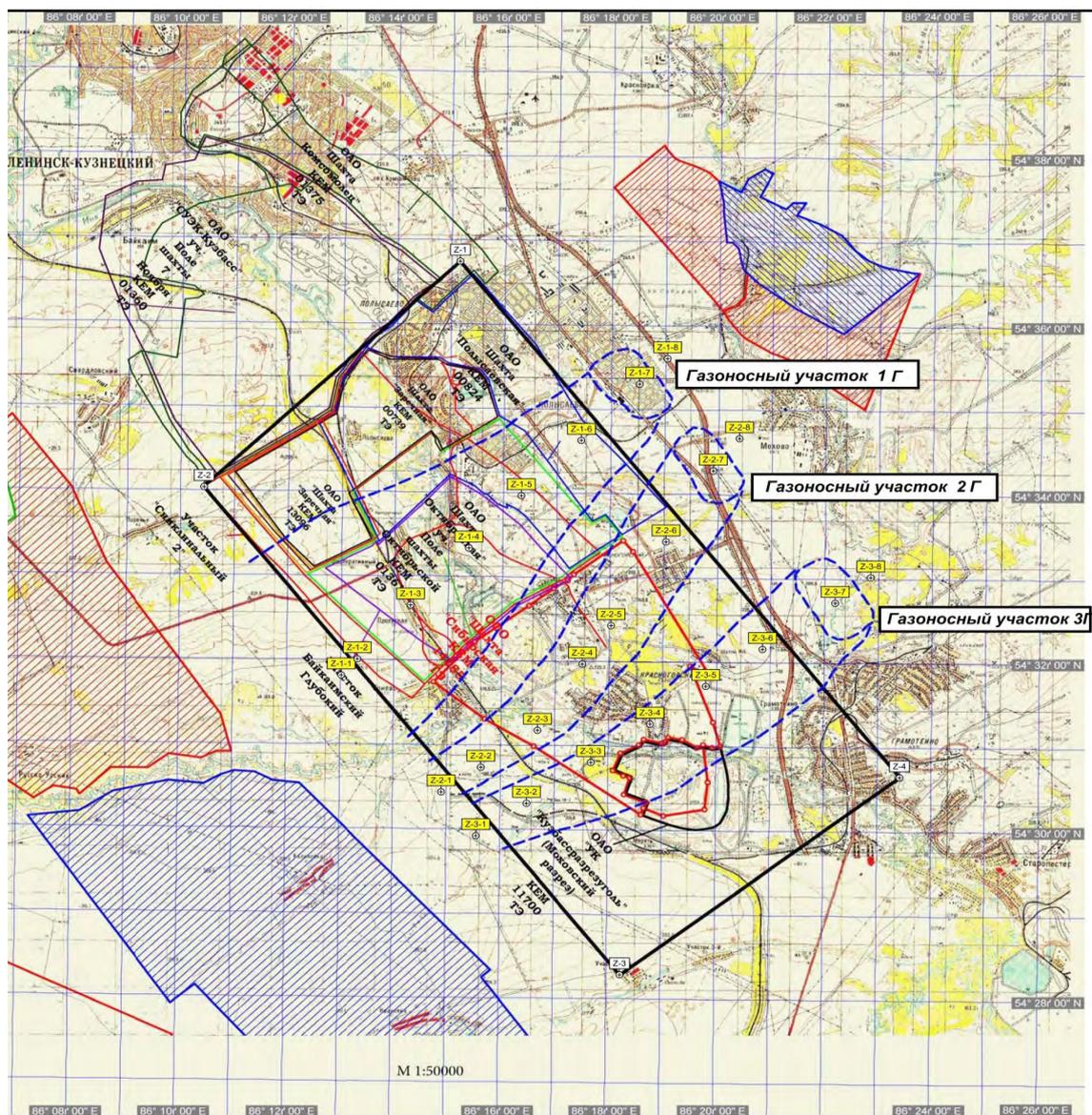
Рис.6. Глубинный разрез 035-036 газоносного канала в шахтном поле угольной шахты.

На расстоянии ~5 км западнее шахтного поля была выявлена крупная газоносная залежь (диаметром ~4 км) с давлением газа в ней 350 кгс/см<sup>2</sup>, от которой брали своё начало «каналы» поступления газа под угольные пласты. По мере приближения к шахтному полю давление газа в газоносных коллекторах снижалось (дресселируется до 230 кгс/см<sup>2</sup>). Анализ мест аварий на шахте с взрывом метана (и гибелью людей) показал, что взрывы происходили при разработке угольных пластов над газоносными «каналами» (разломами) с высоким давлением газа в них (>50 кгс/см<sup>2</sup>).

Пробуренная скважина в северном газовом «канале-1» во всех 4-х горизонтах подтвердила наличие притоков природного углеводородного (а не «угольного») газа с соответствующими

давлениями газа, значительно превышающих ( $P_4 \geq 160 \text{ кгс/см}^2$ ) давления газа в угольных пластах (обычно  $5-10 \text{ кгс/см}^2$ ). Т.о. данные дистанционного определения параметров газовых «каналов» (коллекторов), глубины их залегания и давление газа в них были подтверждены.

Следовательно, если пробурить дегазирующие скважины непосредственно в вертикальных газопроницаемых «столбах» или в «каналах», то это резко снизит общее давление подходящего газа к шахтному полю, а значит улучшится обстановка под угольными пластами по всему шахтному полю.



**Рис.7. Границы выявленных аномалий газа на территории горных отводов угольных шахт Полысаевская, Заречная, Октябрьская и Сибирская ( $S=99 \text{ км}^2$ ).**

Газ из такой скважины с промышленным притоком и давлением  $160 \text{ кг/см}^2$  выгодно использовать на технические нужды города, а не дегазировать его в ОС. Аналогичная картина была выявлена на нескольких Российских шахтах (рис.7, рис.8). Были даны рекомендации по бурению дегазационных скважин в газоносных «коллекторах» с высоким давлением газа, позволяющие значительно снизить газовую опасность на всем шахтном поле.

Выполненные аналогичные работы на 5-ти угольных шахтах России подтвердили подобную ситуацию по наличию нескольких «каналов» поступления газа с высоким давлением газа  $> 350 \text{ кг/см}^2$  под угольные пласты от источников, залегающих на больших глубинах и

расположенных за пределами шахтных полей.

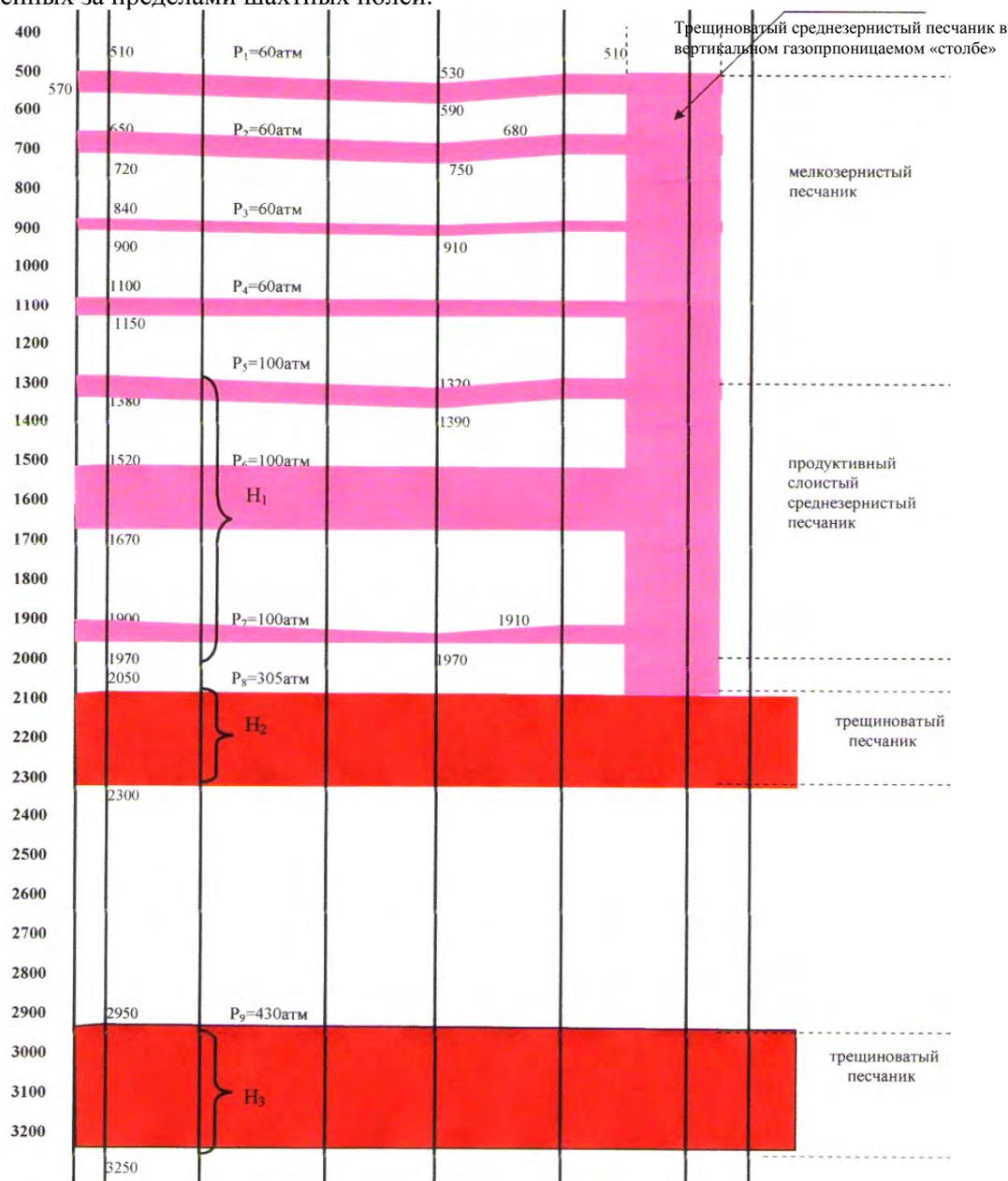
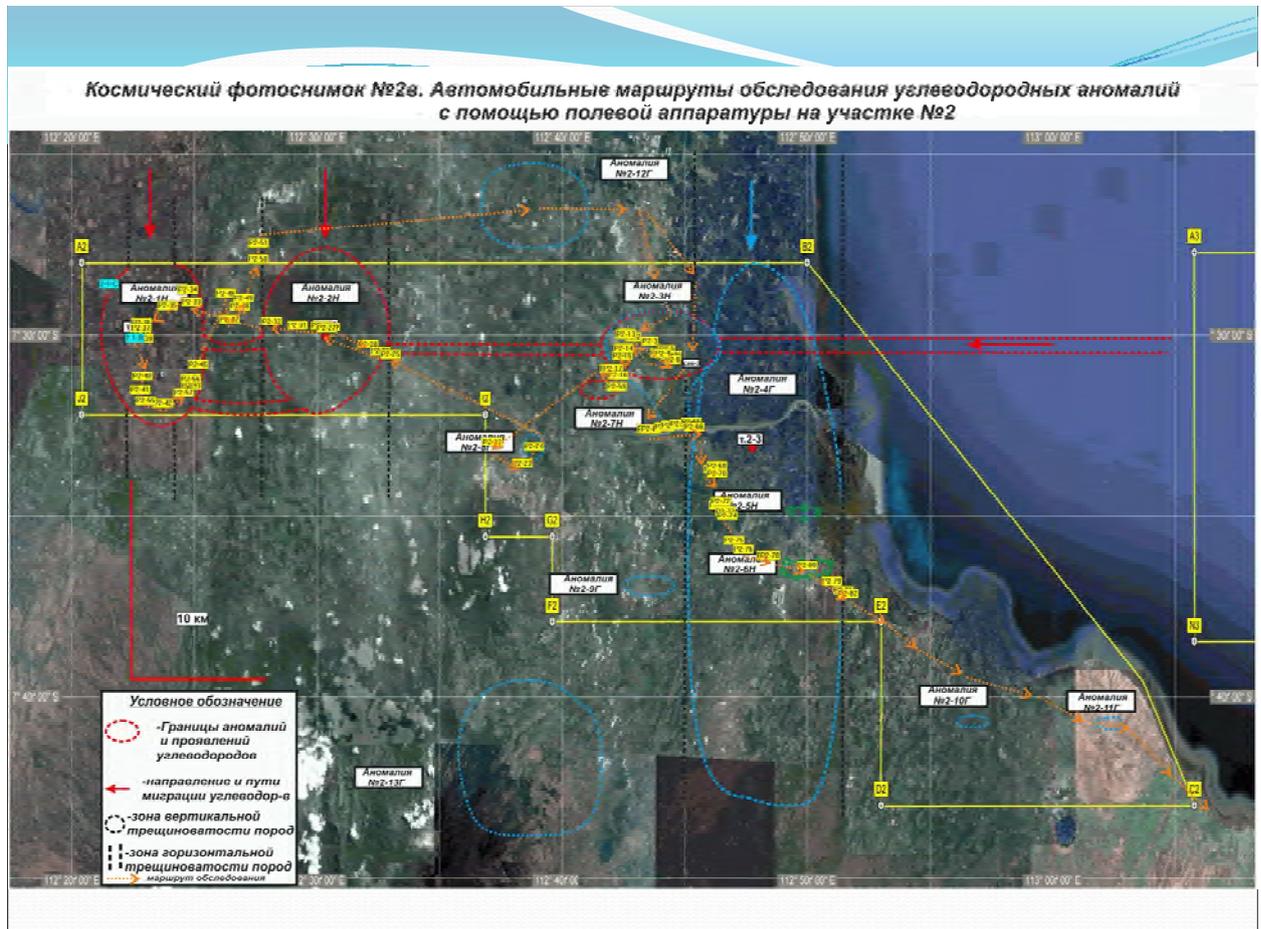


Рис.8. Глубинный профиль газового участка №1Г на шахтном поле (шахта «Заречная», Россия).

Высокие давления газа под угольными пластами регистрировались на глубинах  $\geq 500$  м. Скопления газа с высоким давлением ( $>50$  кг/см<sup>2</sup>) представляет большую опасность при проведении горных работ, т.к. при вскрытии угольных пластов вблизи таких скоплений происходит мгновенный выброс больших объемов газовой смеси в воздушно-кислородную среду штрека, что приводит к объемному взрыву с большой разрушительной силой.

Работы, выполненные при обследовании 5-ти участков блока Брантас (Индонезия) подтвердили, что углеводородные аномалии могут занимать не всю площадь перспективной геологической структуры (которую хорошо идентифицирует сейсмика), а лишь ту ее часть, в которой породы коллекторов имеют высокую пористость ( $>10\div 12\%$ ). Это подтвердили 16-ть неуспешных (пустых) буровых скважин, выполненных ранее Заказчиком в углеводородных ловушках (по данным сейсмики) и 3-и успешные буровые скважины (2-е нефтяные и одна газовая), выполненные в аномалиях с породами коллекторов пористостью 15-25%. Это позволило, на основании результатов измерений с применением полевой аппаратуры дистанционного комплекса

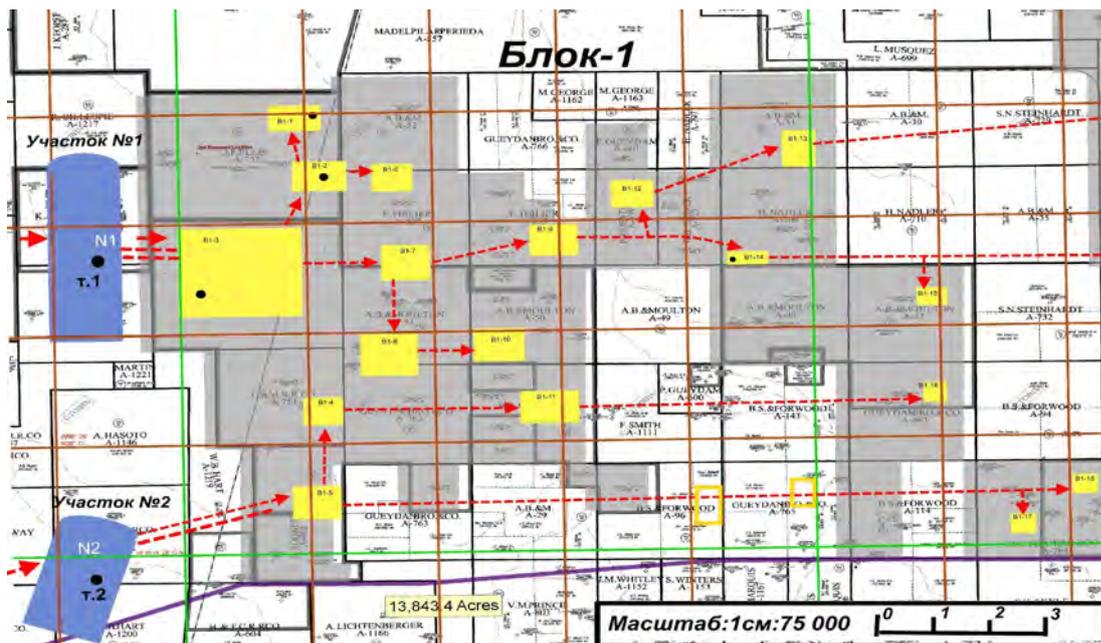
«Поиск», получить новые данные по выбору точек под бурение скважин на участках суши и шельфе, а также выполнить подсчет прогнозных запасов нефти и газа (рис.9).



**Рис.9. Космический фотоснимок с автомобильными маршрутами обследования углеводородных аномалий с помощью полевой аппаратуры**

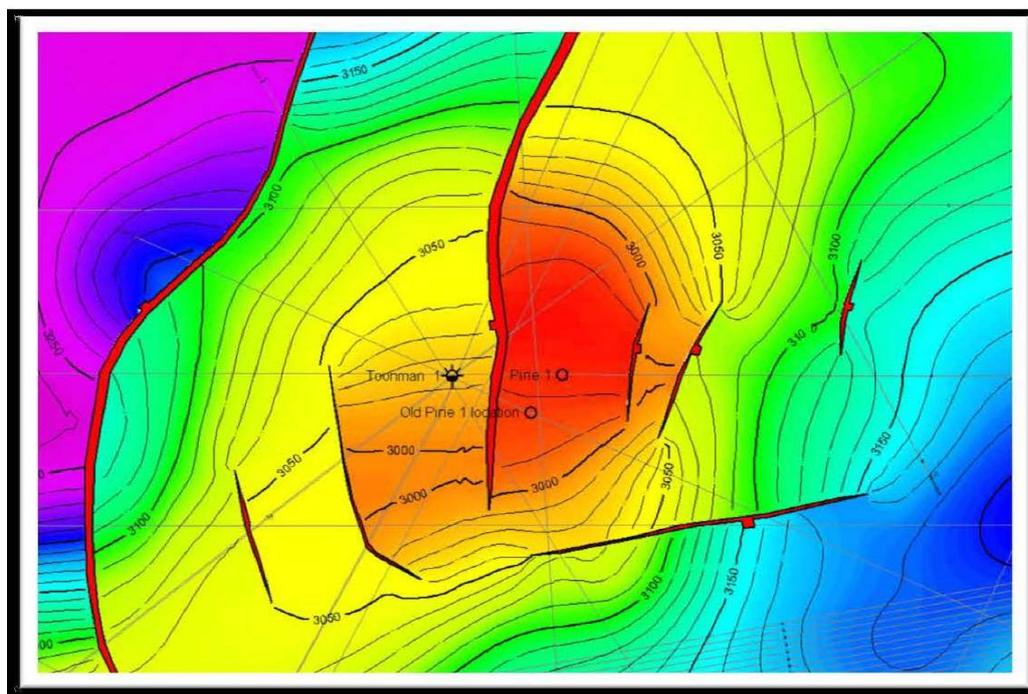
Заслуживают внимания работы по исследованию особенностей залегания сланцевого газа на участке (>120 км<sup>2</sup>) в штате Техас (США).

Данное исследование показало, что скопление сланцевого газа происходит только по пористым (разломным) зонам и имеет миграцию газа к сланцам от крупных газовых месторождений с большим давлением газа. (Рис. 10). Результаты работ были подтверждены бурением скважины в выявленной аномалии, которая вскрыла газовую залежь на глубине 3,5 км с давлением газа 620 кг/см<sup>2</sup> (~65 МПа) в точке 1.



**Рис.10. Границы выявленных нефтяных и газовых аномалий на сланцевом участке блока №1 штат Техас (США)**

Выполненные работы в 2013 году с помощью дистанционной аппаратуры «Поиск» на участке Купер PEL-105 (Австралия) по исследованию участка и нефтегазовой ловушки (выявлена по результатам сейсмоки) позволили подсказать, что выявленная нефтегазовая аномалия и ловушка являются неперспективными для промышленной разработки, т.к. породы коллекторов в 3-х горизонтах (в 2-х газ и в одном - нефть) имеют низкую пористость (5-7 %). Было предложено Заказчику отказаться от запланированного бурения скважины «Пири-1». Однако Заказчиком была пробурена скважина «Пири-1» в точке, выбранной по результатам сейсмоки (в УВ-ловушке), в которой геологами прогнозировались высокие объемы запасов нефти и газа. Результаты бурения подтвердили низкую пористость пород-коллекторов (~7%), что не позволяет получить промышленные объемы нефти и газа. Скважина была закрыта, Заказчик понес финансовые потери ~ 10млн.дол.США (Рис.11).



**Рис.11. Нефтегазовая аномалия на участке Pel 105 с указанием скважины Пири-1 (Австралия).**

Аналогичные работы проверки эффективности аппаратуры комплекса «Поиск» при исследовании участка площадью 160 км<sup>2</sup> в шт.Юта (США, 2013 год) позволили изменить решение Заказчика по выбору точек бурения 2-х скважин в нефтяных аномалиях, имеющих низкую пористость пород коллекторов (Рис.12). Новые точки бурения рекомендованы в нефтяных ловушках, которые дополнительно подтверждены сейсмическими профилями, а также в которых измерена пористость пород коллекторов (>15%) полевой аппаратурой дистанционного комплекса «Поиск» (Рис.13).

Перечисленные исследования углеводородных аномалий подтверждают высокую результативность геолого-прогнозных работ с применением средств ДЗЗ и полевой аппаратуры дистанционного резонансно-тестового комплекса «Поиск».

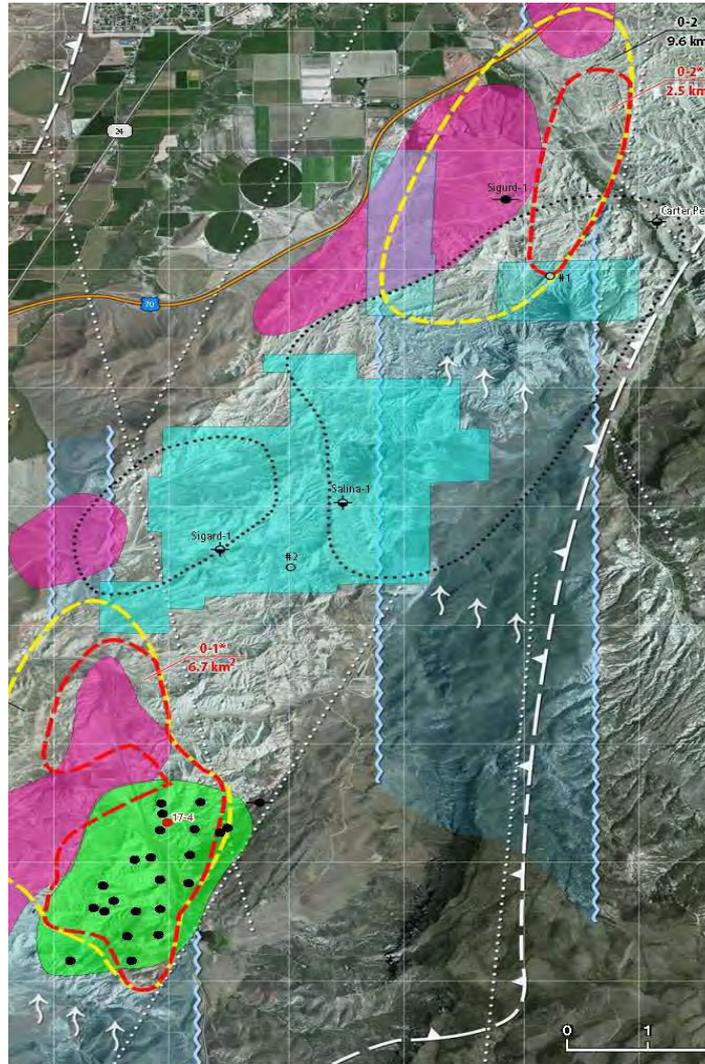


Рис.12. Границы эффективных площадей нефтяных аномалий с пробуренными скважинами. (Ковенант, штат Юта, США).

Рис. 1. Разрез складчатого пояса по линии северо-запад – юго-восток

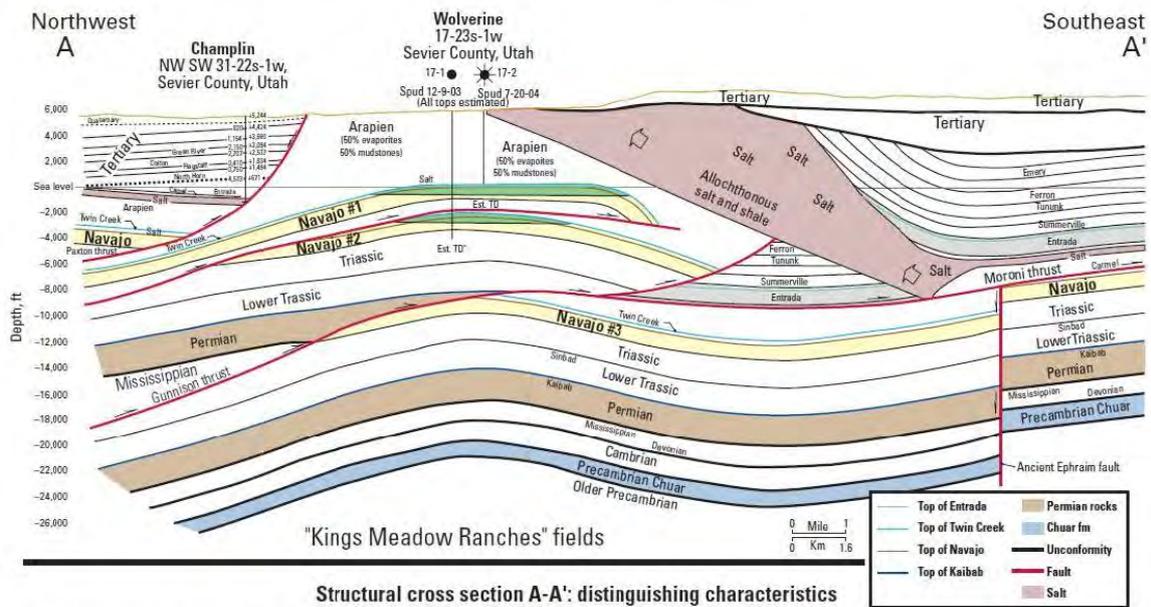


Рис.13. Геологический разрез южный нефтяной аномалии с точками бурения на месторождении Ковенант, (штат Юта).

## **Выводы.**

1. Опытные и практические поисковые работы, выполненные с помощью полевой аппаратуры дистанционного комплекса "Поиск", подтверждают ее высокую результативность для дистанционной идентификации, оконтуривания и получения первичных геологических и геофизических характеристик коллекторов, необходимых для экспресс-оценки пригодности к промышленному освоению выявленных залежей углеводородов или выбору точек под размещение буровых скважин с гарантированным притоком углеводородов.
2. Возможность определения полевой аппаратурой важных геологических характеристик залегания углеводородных горизонтов (глубина, мощность, давление газа, температура, направление миграции флюидов, тип пород-коллекторов и их пористость) существенно облегчает принятие решения о дальнейшем проведении детальных исследований выявленных участков с помощью традиционных геофизических методов, а также для выбора точек под буровые поисковые скважины.
3. Комплексирование аэрокосмических, традиционных и нетрадиционных методов поиска углеводородов может существенно снизить финансовые риски поисковых буровых работ, особенно на больших глубинах, что создает коммерческую привлекательность нефтегазоразведки.
4. Результаты исследований газовых скоплений под угольными пластами позволяют определить дополнительные меры по обеспечению газовой безопасности шахт, исключаящих объемные взрывы.

## **Список использованной литературы:**

1. Ковалев Н.И., Пухлий В.А. и др. Ядерно-магнитный резонанс. Теория и приложения. — Севастополь, 2010. — Гл. XI. — С. 610.
2. Ковалев Н.И., Филимонова Т.А., Гох В.А. и др. Оценка возможностей использования дистанционных технологий поиска полезных ископаемых при освоении углеводородных ресурсов на шельфах // Оптика атмосферы и океана (Материалы III Всерос. конф. "Добыча, подготовка, транспортировка нефти и газа", г. Томск, 20—24 сент. 2004 г.). — Томск: Ин-т оптики атмосферы СО РАН, 2004. — С. 67—70.
3. Акт испытания аппаратуры комплекса "Поиск" на 6 известных скважинах в Феодосийской зоне. — Севастополь: СНУЯЭиП, 2007.
4. Отчет по испытанию комплекса "Поиск" на Татъя-нинском газоконденсатном месторождении. — Севастополь: СНУЯЭиП, 2006.
5. Ковалев Н.И., Гох В.А., Солдатова С.В. и др. Использование дистанционного геолографического комплекса "Поиск" для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений // Геоинформатика. — 2009. — № 3. — С. 83—87.
6. Ковалев Н.И., Солдатова С.В., Иващенко П.Н. и др. Опыт практического использования аппаратуры комплекса «Поиск» по определению границ нефтегазоносных участков и выбор точек под бурение скважин. Геоинформатика, 2010 г., №4, стр. 46-51.
7. Ковалев Н.И., Солдатова С.В., Иващенко П.Н. и др. Исследование особенностей залегания газовых залежей в сланцевых породах с применением аппаратуры дистанционного комплекса «Поиск». Геоинформатика, 2011 г., №3.
8. Ковалев Н.И., Пухлий В.А., Солдатова С.В. О механизме образования объемных взрывов и детонации углеводородных газов в угольных шахтах, Сборник Международной Научно-практической конференции, 31 января 2014 г., г.Уфа, стр.153-162.
9. Антипенко В.А. Металлы в нефтях // Нефтехимия. — 1999. - № 6.
10. Шнюков Е.Ф., Гожик П.Ф. Ванадий и никель в природной нефти Азии, Африки, Европы и Америки // Докл. НАН Украины. - 2007. - № 3.
11. Пат. Украины, №35122 от 26.08.2008 г. Способ поиска залежей полезных ископаемых; №55916 от 27.12.2010 г.; №62840 от 12.09.2011 г.; №62841 от 12.09.2011 г.; №62841 от 12.09.2011 г.; №67648 от 27.02.2012 г.; №67649 от 27.02.2012 г.
12. Пат. РФ, № 227-2305 от 20.03.06 г. "Способ разведки полезных ископаемых", Гох В.А. и др., Европейский патент (Швейцария) №2007A000247 от 28.05.2008 г.
13. Ковалев Н.И., Акимов А.М. и др. Использование дистанционного геофизического комплекса «Поиск» для обнаружения различных полезных ископаемых и определение путей миграции радионуклидов и токсичных веществ из хвостохранилищ предприятий ЯТЦ // Экология и атомная энергетика, 2009 г., №1, стр. 64-67.