

© Л.З. Бобровников<sup>1</sup>, А.Х. Дегтерев<sup>1</sup>, Е.Ф. Шнюков<sup>2</sup>,  
Н.А. Маслаков<sup>2</sup>, 2012

<sup>1</sup>Российский государственный геолого-разведочный университет  
им. С.Орджоникидзе (МГРИ), Москва

<sup>2</sup>Отделение морской геологии и осадочного рудообразования НАНУ, Киев

## ПРЯМОЙ СЕЙСМОЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ МЕТОД ПОИСКА ГАЗОГИДРАТОВ МЕТАНА ЧЕРНОГО МОРЯ

*Рассмотрены возможности применения нового направления в изучении нефтегазоносных проявлений и газогидратов в Черном море – прямого сейсмоэлектромагнитного метода поиска и детальной разведки залежей горючих ископаемых.*

Ресурсы углеводородов Азово-Черноморского региона привлекают все возрастающее внимание нефтедобывающих компаний. И хотя большая часть данных получена на основе устаревших технологий 70-80-х годов, в акватории обнаружено более 400 положительных потенциально нефтегазоносных структур [1]. На 1.01.2012 г. подготовлены к поисково-разведочному и параметрическому бурению 24 структуры, бурение осуществляется на четырех. Готовятся к промышленному освоению месторождения на шельфе и в глубоководной впадине Черного моря. Кроме привычных залежей углеводородов в антиклинальных ловушках, большой потенциал скрыт в нетрадиционных ресурсах энергоносителей. В последние годы выявлено свыше 4 тысяч газовых факелов по периферии глубоководной котловины и более 40 грязевых вулканов в различных участках морского дна. Еще больший интерес представляют залежи гидратов природных газов.

Газогидраты метана обнаружены в Черном море в 1976 г. А.Г. Ефремовой и Б.П. Жижченко [2]. В последующие годы находки газогидратов были зафиксированы Г.Д. Гинсбургом, А.Н. Кремлевым, М.Н. Григорьевым и др. [3] в глинистой брекчии диапировой структуры (1990 г.) во впадине Сорокина. В 1989-1991 гг. исследователи «Южморгеологии» нашли газогидраты метана в подводных грязевых вулканах МГУ, Вассоевича, академик Стрехова, Безымянном; сотрудники МГУ – в вулканах впадины Сорокина (Двуреченский, Одесса, Севастополь и другие) [4, 5]. Экспедициями НАН Украины установлено наличие газогидратов в палеodelьте р. Днепр (Палеокаланчак) [6]. При прокладке газопровода «Голубой поток» специалисты «Южморгеологии» обнаружили газогидраты в Гиресунской впадине близ турецкого побережья [7] и т.д.

Румынские геологи описали газогидраты в палеodelьте Дуная. В итоге газогидраты встречены в Черном море в 10-15 точках, локализованных преимущественно во впадинах Сорокина, Туапсинской, Гиресунской и т.д. Обобщение материалов по газогидратам по данным геофизических исследований выполнено О.Д. Корсаковым, А.Ю. Бяковым, С.Н. Ступаком [8, 9]. Региональные работы позволили этим авторам получить пространственную

картину потенциального распространения в Черном море газогидратов природного газа, образование которых термодинамически возможно при глубинах воды 700-750 м. Авторы определяют нижнюю границу развития газогидратов по геотермическим данным цифрой в среднем 400-500 м ниже уровня дна моря, максимум до 1000 м. Это так называемые зоны гидратообразования. Они локализованы в Черном море преимущественно в четвертичных осадках, достигающих мощности 1-3 км, изредка, как в прогибе Сорокина, даже в неогене.

Стандартные геофизические методы (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и сейсморазведка) поисков нефтегазовых залежей к настоящему времени достигли практически предела в своем совершенстве и способны выявлять геологические структуры, в которых могут находиться нефтегазовые флюиды, практически на любых глубинах – вплоть до 10 км. Однако эти стандартные геофизические методы не могут дать однозначного ответа – есть ли в найденной структуре продуктивные запасы нефтегазового флюида. Вследствие этого мировая нефтегазовая индустрия затрачивает громадные финансовые средства на бурение разведочных скважин, поскольку при глубинах свыше 3 км практически только одна из 5 разбуренных структур содержит продуктивные пласты, а остальные являются или «сухими» или же столь малодебитными, что оказываются нерентабельными в эксплуатации.

Это объясняется тем, что в основе стандартных, традиционно используемых в настоящее время геофизических методов поисков и разведки нефтегазовых залежей лежит изучение аномальных особенностей пространственного распределения в верхних слоях Земли одного из естественных или искусственно возбуждаемых геофизических полей: магнитного, электрического, сейсмического, радиационного, гравитационного или теплового. Но аномалии полей лишь в редких случаях совершенно однозначно связаны с искомыми геологическими объектами. Стандартными геофизическими методами нефтегазовые залежи могут быть обнаружены (с не слишком большой степенью вероятности) лишь по косвенным, не вполне однозначным признакам. И чем глубже располагается структура, тем меньше вероятность достоверного обнаружения в ней залежей углеводородов.

Помимо поисков и детальной разведки, одной из важнейших задач нефтедобывающей промышленности является определение (или хотя бы оценка) остаточных запасов нефтегазового флюида в разрабатываемом нефтегазовом пласте, особенно если из него существенно уменьшилась нефтеотдача. В целом это очень не простая задача может быть решена несколькими способами, однако наиболее оптимальным является сейсмоэлектромагнитный метод, разработанный специалистами МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе [10, 11]. Этот метод предназначен для проведения работ на суше и в море на шельфе и в глубоководных зонах (в том числе и на акваториях с ледовым покровом, с борта ледокола) с целью:

поисков геологических структур, содержащих продуктивные нефтегазовые (в том числе и газогидратные) залежи;

детальной разведки геологических структур, содержащих продуктивные нефтегазовые и газогидратные залежи;

обнаружения и изучения продуктивных залежей в нетрадиционных структурах-ловушках, в том числе – в трещиноватых зонах кристаллического фундамента и т.д.;

оценки объема нефтегазового флюида в каждом пласте залежи перед ее разведочным разбуриванием;

мониторинга изменения объема нефтегазового флюида в каждом пласте в процессе нефтедобычи;

оценки объема нефтегазового флюида, оставшегося в каждом пласте после его интенсивной эксплуатации, особенно – с неоднократным применением гидродинамического разрыва пласта.

В первом приближении первородный нефтегазовый пласт, еще не потревоженный технологическими операциями, может быть представлен в виде некоей идеализированной структуры, в которой в нефтегазовом коллекторе, пронизанном капиллярами, микротрещинами, микропорами и т.д. может быть выделено пять, не очень четко разграниченных, но весьма различающихся по своим свойствам, зон:

зона свободного газа;

зона нефти с большим содержанием растворенного в ней газа;

зона нефти с минимальным содержанием газа;

зона нефти с небольшим содержанием воды. При этом вода располагается преимущественно вдоль стенок капилляров, смачивая их поверхность;

зона минерализованной воды, в которой могут содержаться следы нефти.

Каждая из указанных зон обладает своими, существенно различными физическими, химико-физическими и электрофизическими свойствами и по-разному реагирует на воздействия в виде искусственно возбуждаемых электрических полей и сейсмических (упругих) колебаний, что, в принципе, позволяет предполагать, что все эти зоны могут быть выделены и изучены стандартными геофизическими методами.

При математическом и физическом моделировании (особенно на искусственно созданных образцах-моделях) это действительно получается. Но в натуральных условиях, при больших глубинах залегания нефтегазовых пластов (свыше 1-2 км) и сравнительно малой мощности (менее 15-20 м) это оказывается практически невозможным.

Однако если поставить задачу не как поиск нефтегазовой залежи изучением аномалий в геофизических полях, вызываемых нефтегазовым пластом, а как задачу обнаружения нефтегазового пласта, четко зная его наиболее характерные свойства, то эта задача оказывается достаточно хорошо решаемой. В частности пласт может быть представлен в виде некоего электрического конденсатора, верхней проводящей обкладкой в котором является достаточно хорошо электропроводящая крышка, а нижней – слой минерализованной воды. Между этими обкладками находится практически классический диэлектрик (это зоны со свободным газом, с нефтью с растворенным в ней газом и с чистой нефтью), способный диэлектрически поляризоваться и, таким образом, накапливать электрическую энергию. Следующая за ними зона нефти с небольшим содержанием воды, являющаяся по своей сути электрохимическим псевдодиэлектриком, способна накапливать электрическую энергию электрохимическим путем разделения и перемещения зарядов в двойных электрических слоях.

Если этот своеобразный объемный конденсатор зарядить электрическим полем, а затем разрядить через окружающую пласт среду, воздействуя упругой волной, перемещающей поляризованные и заряженные частицы нефтегазового флюида, то нефтегазовый пласт окажется своеобразным излучателем вторичного электрического тока и создаст вторичное сейсмоэлектромагнитное поле, параметры которого вполне однозначно связаны с параметрами заполненного нефтегазовым флюидом пласта.

Таким образом, решение задачи обнаружения нефтегазового пласта состоит из двух операций – накопление в нефтегазовом пласте электрической энергии, а затем отдача этой энергии в окружающее пространство и возбуждение в нем специфического вторичного сейсмоэлектромагнитного поля.

В случае газогидратных залежей модель пласта выглядит несколько иначе: наиболее часто газогидратные пласты являются сложными многокомпонентными системами, состоящими из глинисто-песчаного материала, образующего скелет породы, нефтегазового флюида и собственно газогидратов.

Таким образом, обобщенная модель газогидратной залежи в самых главных чертах напоминает модель нефтегазового пласта: в том и другом случае в пласте имеется в свободном состоянии газ, поэтому электрически поляризованные (заряженные) частицы способны перемещаться под действием упругой волны и тем самым генерировать сейсмоэлектромагнитный сигнал.

Сейсмоэлектромагнитный метод основан именно на этом эффекте, возникающем непосредственно в нефтегазовом пласте при практически одновременном воздействии на него нескольких мощных электрических полей и сейсмических (упругих) колебаний с соответствующим образом подобранными спектральными и временными характеристиками. При этом в пласте протекают сложные электродинамические, механоэлектрические, электрокинетические, электрохимические и электрические поляризационные процессы, которые возбуждают вокруг нефтегазового пласта вторичное электромагнитное поле специфической, весьма сложной формы.

В зависимости от запаздывающего или опережающего во времени воздействия электрического и сейсмического полей на нефтегазовый пласт в нем протекает несколько отличающихся друг от друга процессов.

В частности, при небольшом опережающем воздействии на пласт электрического поля, в отдельные моменты времени в зависимости от длительности воздействия в пласте происходит следующее:

- при очень коротких электрических импульсах (в зонах 1, 2 и 3) возникает преобладающая диэлектрическая поляризация нефтегазового флюида практически в одном направлении. Затем, под воздействием сейсмического импульса, происходит перемещение этих электрически поляризованных частиц в капиллярах коллектора также практически в одном направлении. Т.е. в коллекторе возбуждается относительно короткий импульс электрического тока и возникает сейсмоэлектромагнитный процесс первого рода, который наиболее хорошо отображает объем участвующего в процессе чисто нефтегазового флюида (т.е. свободного газа, смеси газ+нефть и свободной нефти, без примесей воды);

- при достаточно длительном действии электрического поля в нефтегазовом пласте дополнительно происходит вызванная электрохимическая поляризация, с перемещением отдельных частиц нефтегазового флюида в капиллярах (наиболее интенсивная в зонах коллектора, где стенки капилляров смочены водой), и затем при сейсмическом воздействии в пласте протекает вызванный сейсмoeлектромагнитный процесс второго рода, параметры которого, в основном, определяются объемом участвующей в процессе смешанной с водой нефти;

- при опережающем сейсмическом воздействии в пласте происходит некоторое изменение его интегральной электропроводимости и вызванной электрохимической поляризуемости, которые при последующем воздействии электрического импульса достаточно большой длительности отображаются в параметрах вторичного сигнала, возникающего после окончания поляризующего электрического импульса. В этом случае параметры вторичного поля могут быть определены по стандартной методике проведения ВП в импульсно-переходном режиме и методике обработки сигналов при проведении зондирований становления поля в ближней зоне.

Измеряемые по этим методикам параметры сигналов позволяют обнаруживать нефтегазовые залежи не только в классических структурах, но и в нетрадиционных ловушках, в трещиноватых зонах кристаллического фундамента и т.д. При этом имеется возможность определять мощность продуктивного нефтегазового пласта в целом, объем находящегося в нем чисто нефтегазового флюида и соотношение нефть–газ–вода в капиллярах коллектора.

В общем случае интегральная интенсивность измеряемого сигнала практически обратно пропорциональна вязкости нефти и прямо пропорциональна усредненному объему нефтегазового флюида в активной зоне воздействия электрического и сейсмического полей, проницаемости, открытой пористости, избыточному давлению в пласте, температуре нефти (в диапазоне выше +5 градусов Цельсия) и содержанию в ней воды и газа в растворенном состоянии, усредненной напряженности поляризующего электрического поля в пласте, усредненной амплитуде упругой (сейсмической) волны, действующей в пласте.

Комплекс (рис. 1) конструктивно состоит из генераторного и измерительного блоков, каждый из которых содержит несколько отдельных специализированных субблоков, позволяющих гибко изменять конфигурацию комплекса в целом, оптимизируя его для решения той или иной конкретной задачи. Генераторный блок комплекса, выполненного в полной комплектации, состоит из четырех генераторов импульсов – двух для возбуждения токов в питающих линиях АВ и двух для обеспечения работы спаркеров. Генераторы импульсов для питающих линий АВ представляют собой тиристорно-транзисторные инверторы с микропроцессорным управлением, способные обеспечить в каждой заземленной (заводненной) питающей линии электрический ток заданной формы и, соответственно, заданного спектрального состава, со строго стабильной амплитудой каждой спектральной составляющей. Для проведения измерений по всем основным вариантам метода СЭМ, в том числе и многочастотным амплитудно-фазовым, ток может быть знакопеременным, с импульсами заданной частоты повторения и

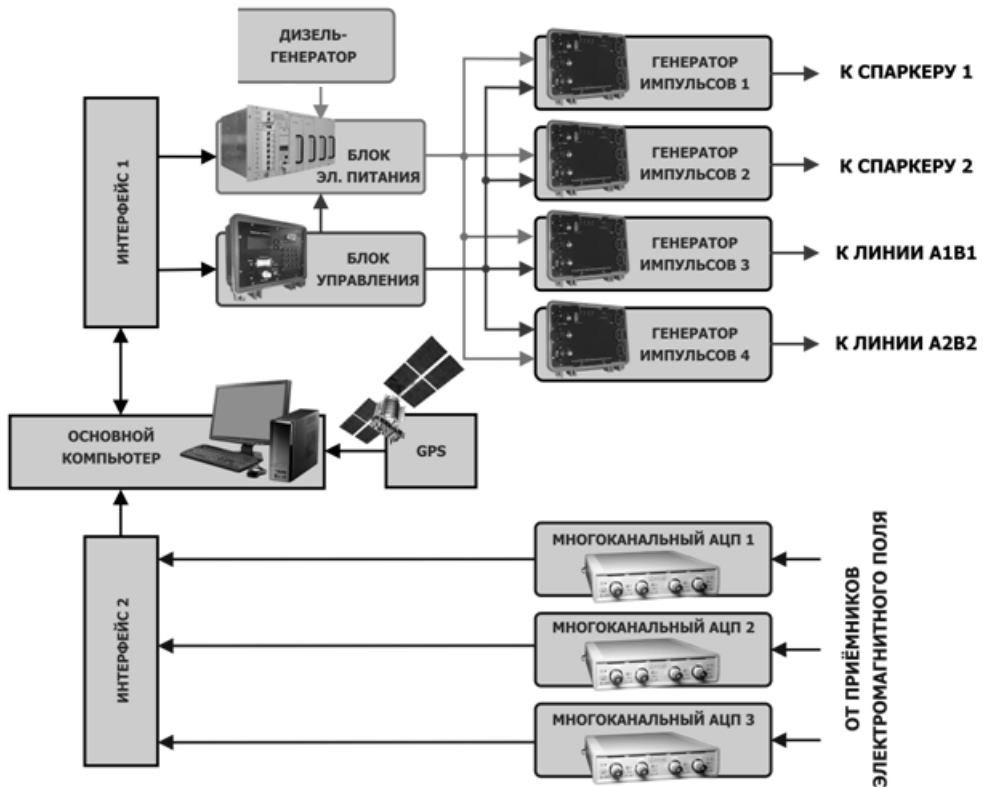


Рис. 1 Структурная схема универсального аппаратно-программного комплекса

широотно-импульсной регулируемой длительности отдельных импульсов внутри каждого полупериода; пульсирующим (однополярным), с огибающей заданной формы и специальной, определяемой конкретными геолого-геофизическими условиями, формы.

В импульсных режимах генераторы способны обеспечивать токи до 1000 А при напряжении до 1000 В, а при работе в непрерывных режимах генераторы позволяют генерировать токи до 200 А при напряжении до 1000 В (при средней мощности первичного источника питания до 200 кВт).

Генераторы импульсов для питания спаркеров также представляют собой тиристорно-транзисторные инверторы с микропроцессорным управлением, способные обеспечить рабочие токи в разрядниках спаркеров с амплитудой до 2000-3000 А.

Приемно-измерительный блок состоит из 3-х независимых субблоков, позволяющих проводить измерения импульсно-переходных и амплитудно-частотных параметров СЭМ-сигналов, осуществляя прием электрических, магнитных и сейсмических компонент вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала. Приемно-измерительный блок выполнен на базе высокопроизводительного компьютера в комплекте со специальными входными устройствами, состоящими из 16-24-х прецизионных, гальванически разделенных между собой малошумящих масштабных усилителей и 18-24-х разрядных аналого-цифровых преобразователей.

Входные масштабные усилители работают в частотном диапазоне от постоянного тока до 1000 Гц. Уровень собственных шумов, приведенных к входу на частоте 0,1 Гц, не превышает 0,05 мкВ.

При проведении работ в труднодоступных условиях (горы, сильно пересеченная местность, тайга и т.д.) измерительные субблоки могут использоваться в конструктивно облегченных переносных вариантах и работать в автономных режимах. При этом сигналы синхронизации работы генераторных и приемных устройств, а также результаты измерений передаются для обработки в центральный процессор по радиоканалу.

Приемно-измерительный блок в целом позволяет проводить исследования импульсно-переходных и амплитудно-фазовых характеристик изучаемого геоэлектрического разреза по многим методикам, поскольку обеспечивает:

- измерение процессов нарастания и спада принимаемых электромагнитных сигналов с регулируемой детальностью с интервалами отсчетов в пределах 10 мкс-100 мс;
- измерения амплитуды и фазы отдельных спектральных составляющих с погрешностью отсчета не более 0,2% (амплитуды) и 0,05 градуса (фазы) даже в условиях интенсивных электромагнитных помех вблизи действующей скважины или действующего рудника.

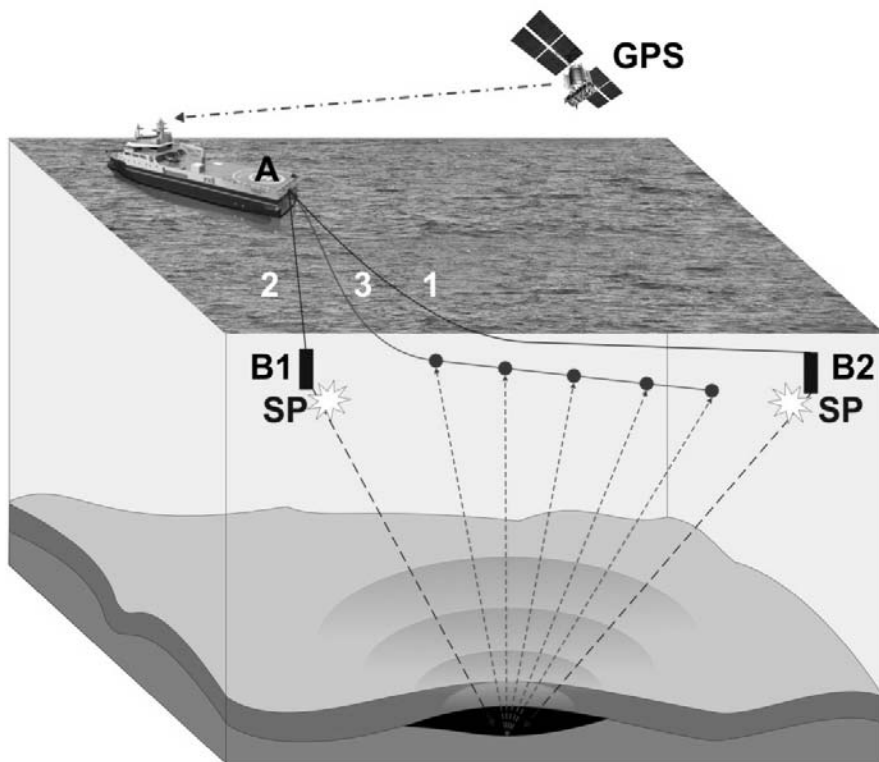


Рис. 2. Морской аппаратно-программный комплекс.

1 и 2 – питающие линии АВ1 и АВ2; 3 – приемники электрических, магнитных и сейсмических компонент вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала; SP – электроискровые источники упругих колебаний (спаркеры)

Это достигается применением цифровой фильтрации и метода накопления в процессе первичной обработки принимаемых сигналов, которые затем окончательно обрабатываются по специальным программам, основанным на нейросетевых методах распознавания образов.

Результаты полевых наблюдений проходят экспресс-обработку и интерпретируются с помощью входящего в комплекс высокопроизводительного многопроцессорного компьютера. Топографическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью приборов GPS. Методика обработки и интерпретации полевых данных зависит от поставленных задач.

Общий вид реализации аппаратно-программного комплекса для выполнения работ в морских условиях приведен на рис. 2

В морском варианте метод реализуется с помощью аппаратного измерительного комплекса, размещаемого, как правило, в специально оборудованном контейнере, включающего акустический и электромагнитный источники, две питающие электроразведочные линии и приемно-измерительную линию.

Весьма вероятно, что предлагаемый прямой сейсмоэлектромагнитный метод поиска и разведки нефтегазовых залежей окажется достаточно эффективным при поисках и разведке залежей газогидратов метана в Черном море. В исследованиях газогидратов в настоящее время наступило некоторое снижение темпов работ. Геологические методы поисков близки к исчерпанию своих возможностей, сейсмоакустические работы дороги и сложны, особенно учитывая трудности с экспедиционными судами. Новые технические возможности были бы очень кстати.

Из 10-15 находок газогидратов подавляющее большинство их приурочено к грязевым вулканам. Еще одним типом локализации газогидратных залежей служат аллювиальные толщи палеоделта.

Грязевые вулканы являются производным диапировой тектоники. Задача, следовательно, сводится к поискам диапировых структур и последующему изучению развитых в них вулканов. Эта задача решается обычными сейсмическими исследованиями. Многочисленные структуры такого рода уже найдены, но, к сожалению, значительная часть глубоководной впадины Черного моря остается еще не изученной. По ряду геологических признаков можно ожидать выявления целых районов развития диапировых структур в майкопской толще. Акустические исследования комплекса «Бук» НИС «Киев» позволили зафиксировать зону развития подобных диапиром структур в центре Западночерноморской впадины.

Поиск грязевых вулканов облегчается тем, что значительная часть их образует на дне небольшие положительные формы подводного рельефа, рядом с которыми или на которых развиты газовые факелы.

Задача проверки потенциальной гидратоносности осложненных грязевыми вулканами диапировых структур во многом близка задаче поиска и разведки нефтяной залежи. В грязевом вулкане фиксируются те же нефтегазовые флюиды, газы с разным количеством нефти, вода с газом, пульпосопочная брекчия с водой и газом и, наконец, насыщенный газами лед – газогидраты. Физико-химические и электрические параметры льда или даже искусственно полученного газогидрата метана известны или могут быть



получены экспериментально. В данном случае будет ставиться задача не поиска нефтегазовой залежи, а задача обнаружения газоносного льда. Этот лед цементирует вмещающие породы иногда полностью, иногда частично. Типичное газогидратное месторождение представит собой увенчивающую газофлюидные и газовые потоки шапку газогидратов у поверхности осадков, под которой накапливается подгидратная газовая залежь.

К сожалению, на суше можно поэкспериментировать с изучением грязевого вулкана и даже провести его мониторинг, но газогидраты метана в условиях суши термодинамически невозможны. Но, между тем, было бы даже рационально проверить методику бинарного сейсмоэлектрического изучения грязевых вулканов на одном-двух изученных и легкодоступных вулканах Керченского полуострова, например, вулкане Джау-Тепе, самом крупном в Крыму, или наиболее активном в настоящее время Булганакском грязевулканическом очаге. Джау-Тепе расположен в почти безлюдной местности, четко оконтурен, легко доступен. Булганак характеризуется разнообразием размеров и форм грязевых сопок, непостоянством дебита и химизма сопочных газов. После изучения упругих и электрических свойств сопочной брекчии разной степени обводненности и газонасыщения легче будет проводить исследования газогидратов метана.

К слову, разрез, скажем, осадочной толщи, прорванной вулканом Джау-Тепе и толщи, прорываемой морскими вулканами северной части Черного моря, сходен: и в том, и в другом случае морфоструктуры сформированы мощной толщей майкопских глин.

По нашему мнению, при работах на морских грязевых вулканах зафиксировать оледеневшие осадочные породы будет методически легче, чем определить наличие или отсутствие нефтяной составляющей в залежи. Физические параметры льда более резко отличаются от параметров полужидких или даже слабощементированных осадков, от параметров воды, нефти, газа.

Опыт проведения прямых сейсмоэлектрических исследований в северном Каспии позволил оценить потенциально нефтегазонасную структуру Курмангазы как несколько довольно крупных многопластовых нефтегазовых месторождений с пластами на глубинах от 300 до 1200 м.

Есть основания ожидать, что применение прямого сейсмоэлектромагнитного метода поисков и разведки залежей газогидратов позволит выйти на дальнейшие рубежи изучения этих непростых образований природы.

1. Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря. – К.: ОМГОР НАНУ, 2004. – 279 с.
2. Ефремова А.Г., Жижченко Б.П. Обнаружение кристаллогидратов в осадках // ДАН СССР. – 1976. – Т. 214, № 5. – С. 3–10.
3. Гинсбург Г.Д., Кремлев А.Н., Григорьев М.Н. и др. Фильтрогенные газовые гидраты в Черном море // Геология и геофизика. – 1990. – № 3. – С. 10–20.
4. Иванов М.К., Корнюхов А.И., Кульчицкий Л.М. и др. Грязевые вулканы в глубоководной части Черного моря // Вестн. Моск. ун-та. Сер. геол. – 1989. – № 3. – С. 48–54.
5. Лимонов А.Ф., Козлова Е.В., Мейснер Л.Б. Структура верхней части осадочного чехла в прогибе Сорокина // Геология и полезные ископаемые Черного моря. – К.: ОМГОР НАНУ, 1999. – С. 167–172.

6. Шнюков Е.Ф., Иванников А.В., Безбородов А.А. и др. Результаты геологических исследований 51 рейса в Черное море НИС «Михаил Ломоносов». : Препр. ИГН НАНУ, № 90–8. – К., 1990. – 49 с.
7. Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. Газогидраты осадочной толщи Черного моря – углеводородное сырье будущего // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 14–19.
8. Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины // Сов. геология. – 1989. – № 12. – С. 4–10.
9. Корсаков О.Д., Ступак С.Н., Бяков Ю.А. Черноморские газогидраты – нетрадиционный вид углеродного сырья // Геол. журн. – 1991. – № 5. – С. 67–75.
10. Бобровников Л.З., Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С. Бинарные технологии прямых поисков МПИ (часть 1) // Недропользование. XXI век. – М. – 2010. – №4. – С. 52–55.
11. Бобровников Л.З., Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С. Бинарные технологии прямых поисков МПИ (часть 2) // Недропользование. XXI век. – М. – 2010. – №5. – С. 20–25.

*Розглянуто можливості застосування нового напрямку у вивченні нафтогазоносних проявів і газогідратів у Чорному морі – прямого сейсмоелектромагнітного методу пошуку і детальної розвідки покладів горючих копалин.*

*The potential of new direction in search for gas hydrates, gas and oil deposits in the Black Sea is considered: it's direct seismic-electromagnetic method for prospecting and detail exploration for fossil fuel deposits.*

Поступила 6.11.2012 г.