

Спиридонов И.Г., Алексеева А.К., Пилицын А.Г.,
Добросоцкий С.В. (ФГУП «ИМГРЭ»)

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИННЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА, БЛАГОПРИЯТНЫХ ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*На основе решения прямой и обратной задачи гравиразведки созданы пространственные геоплотностные модели, согласованные с сейсмогеологическими данными. По основным нефтегазоперспективным горизонтам выделены зоны развития пород с улучшенными коллекторскими свойствами. Дана количественная рейтинговая оценка выделенных перспективных объектов, рекомендованных для проведения геохимических работ. Определен рациональный комплекс геохимических методов, проведена его апробация и разработаны геохимические критерии прогнозирования залежей углеводородов для комплексирования с геолого-геофизическими моделями. **Ключевые слова:** 3D моделирование, геоплотностная модель, зоны разуплотнения, газовые поля, рациональный комплекс геохимических методов, залежи углеводородов.*

Spiridonov I.G., Alekseeva A.K., Pilitsyn A.G., Dobrosotskiy S.V. (IMGRE)

GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL TECHNOLOGY SPATIAL DETERMINE THE DEPTH DISCONTINUITIES OF THE GEOLOGICAL SECTION, FAVORABLE FOR THE LOCALIZATION OF HYDROCARBON DEPOSITS

*Based on the solution of direct and inverse problem of gravitational exploration created spatial geo-density model, consistent with seismic and geological data. On the main oil-bearing horizons, the zones of development of breeds with improved reservoir properties. Quantitative rating of the selected promising sites, was recommended for the geochemical survey. Developed rational complex geochemical methods, the approbation of the complex and developed geochemical criteria for the prediction of hydrocarbon deposits for the integration of geological and geophysical models. **Key words:** 3D modeling, geo-density model, the zone of decompression, gas fields, rational complex geochemical methods, hydrocarbon deposits.*

Повышение эффективности подготовки новых углеводородных ресурсов в труднодоступных регионах Ямала и Восточной Сибири и северных шельфов РФ может быть достигнуто в результате разработки и внедрения в практику нефтегазопроисковых работ:

новых научно-технических и технологических методов поиска и разведки как традиционных, так и нетрадиционных ресурсов нефти и газа, освоение которых позволит значительно расширить ресурсную базу нефтяной и газовой промышленности;

новых геолого-геофизических технологий, которые обеспечат существенное повышение эффективности геологоразведочных работ, что позволит не только исключить механическое наращивание объемов разведочного бурения, но и приведет к их обоснованному сокращению;

новых технологий проведения трехмерных сейсмических работ.

Известно, что в общем комплексе геологоразведочных работ на углеводороды основным является комплекс наземных и скважинных геофизических исследований. При этом, учитывая, что геофизические исследования несут не прямой характер по отношению к изучению внутреннего строения геологической среды, существенное значение имеет эффективность и качество методов, применяемых при интерпретации геофизических данных. На этапе локализации нефтегазоперспективных объектов достаточно было применения сейсмических исследований, которые в качестве основного геологического результата предоставляли структурные карты с выделенными структурами антиклинального и, реже, других типов, которые могли рассматриваться как потенциальные ловушки нефти и газа. В связи со значительным удорожанием поисково-разведочного бурения и переходом от решения задач пространственной локализации перспективных объектов к задаче их детального изучения в интерпретационном обеспечении процесса ГРП на нефть и газ наметился кризис, который привел к пересмотру требований нефтегазовой геологии к эффективности и достоверности результатов интерпретации геолого-геофизических данных. Причем основной упор делается не только на повышение достоверности и точности структурных построений, что обеспечивается активным применением современных технологий 3D сейсморазведки, но и, что более важно, на проведение оценки коллекторских свойств, а при возможности, и потенциального характера насыщения пород коллекторов на основе несейсмических методов.

Особенности поставленной задачи предопределили и путь ее решения — разработку методов и технологий углубленного извлечения геолого-геофизической информации из результатов выполненных региональных геофизических исследований (гравимагнитные съемки масштаба 1:200 000, работы МОГТ по сети региональных профилей), а также разработку рационального комплекса геохимических исследований как прямых методов оценки вещественной природы выделяемых геофизических неоднородностей.

С целью повышения эффективности ГРП на нефть и газ в 2012–2013 гг. авторами были выполнены работы по созданию пространственных (3D) интегральных геолого-геофизических моделей в пределах южных склонов Байкитской антеклизы и Катангской седловины, а также разработан и апробирован рациональный комплекс геохимических исследований. Работы проводились по трем направлениям:

1) построение 3D сейсмоплотностных моделей по данным региональных сейсморазведочных работ, гравимагнитных съемок масштаба 1:200 000 и петрофизической информации по результатам параметрического бурения;

2) проведение комплекса геохимических методов в пределах локальных площадей и участков, выделяемых по данным сейсмоплотностного моделирования;

3) сводный прогноз по данным геофизического моделирования и обработки результатов геохимических работ, количественная рейтинговая оценка выявленных неоднородностей разреза, определение направлений дальнейших геологоразведочных работ.

Работы по созданию 3D интегральных геолого-геофизических моделей проводились с использованием технологии и программной системы GCIS, разработанной в Ивано-Франковском университете нефти и газа Украины [4]. В основу технологии GCIS положены теоретические работы А.И. Кобрунова в рамках так называемого критерияльного подхода к выражению априорной информации при решении обратных задач геофизики [1], ранее использованные в автоматизированной системе интерпретации гравиметрических данных АСИГМ «Карпаты» для ЕС ЭВМ. В развитие этих исследований в конце 1990-х годов под руководством А.П. Петровского были разработаны принципы количественной комплексной интерпретации потенциальных полей и сейсморазведочных данных при изучении сложнопостроенных сред, которые были реализованы в автоматизированной системе количественной комплексной интерпретации геофизических данных — GCIS (Geophysical Complex Interpretation System) для персональных компьютеров IBM PC. Отличительной особенностью системы GCIS была ее ориентация на решение именно интерпретационных задач со всеми необходимыми для этого атрибутами.

Создание пространственных интегральных геолого-геофизических моделей включало два этапа. **Первый этап моделирования** состоит из трех операционных блоков:

создание количественных цифровых 2D-3D моделей среды — структурной модели и априорной модели непрерывного распределения геоплотностных свойств;

решение прямой задачи гравиразведки на основе априорной 3D модели среды;

верификация априорной 3D модели.

Структурная модель реализуется по данным оцифровки материалов сейсморазведочных работ МОГТ — структурных планов по отражающим горизонтам и сейсмогеологическим разрезам по профилям МОГТ. 3D модель распределения плотности основывается на комплексной петрофизической информации по региону (данные акустического каротажа (АК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) скважин, петрофизическая информация по керну, информация о нефтегазоносности разреза). Формирование априорной 3D модели распределения плотности проводится путем следующих операций:

расчет 1D плотностных характеристик разреза по данным геофизических исследований скважин (ГИС) с использованием известной эмпирической зависимости Гарднера между плотностью

и скоростью; осреднение рассчитанных кривых плотности;

интерполяция 1D плотностной характеристики разреза на всю площадь исследований;

доформирование 3D модели в интервалах, не освещенных данными ГИС с использованием 3D геометрии и параметров модели.

Верификация априорной 3D плотностной модели осуществляется на основе сопоставления наблюдаемого гравитационного поля с результатами решения прямой пространственной задачи гравиразведки.

Второй этап сейсмоплотностного моделирования заключается в решении обратной линейной задачи гравиразведки, когда происходит уточнение/изменение параметров априорной 3D модели. Создаваемая на этом этапе модель считается конечной, когда достигнута величина среднеквадратического отклонения между рассчитанным и наблюдаемым гравитационными полями будет иметь значения, сопоставимые с точностью съемки (в данном случае 0,28 мГл), и закономерное распределение.

Полученная в результате комплексной адаптивной инверсии сейсмогравиметрических данных 3D интегральная геоплотностная модель представлена в виде «куба» распределения плотности (рис. 1). Для выявления зон локального понижения плотности (зон разуплотнения пород или зон вероятного развития пород с повышенной пористостью) объемную плотностную модель можно представить в виде срезов по любой глубине, а также вертикальных разрезов для дальнейшей совместной интерпретации с временными разрезами МОГТ. Наиболее информативны для прогнозирования геологических неоднородностей будут геоплотностные срезы модели в пределах структурных поверхностей стратиграфических единиц. Для дальнейшей количест-

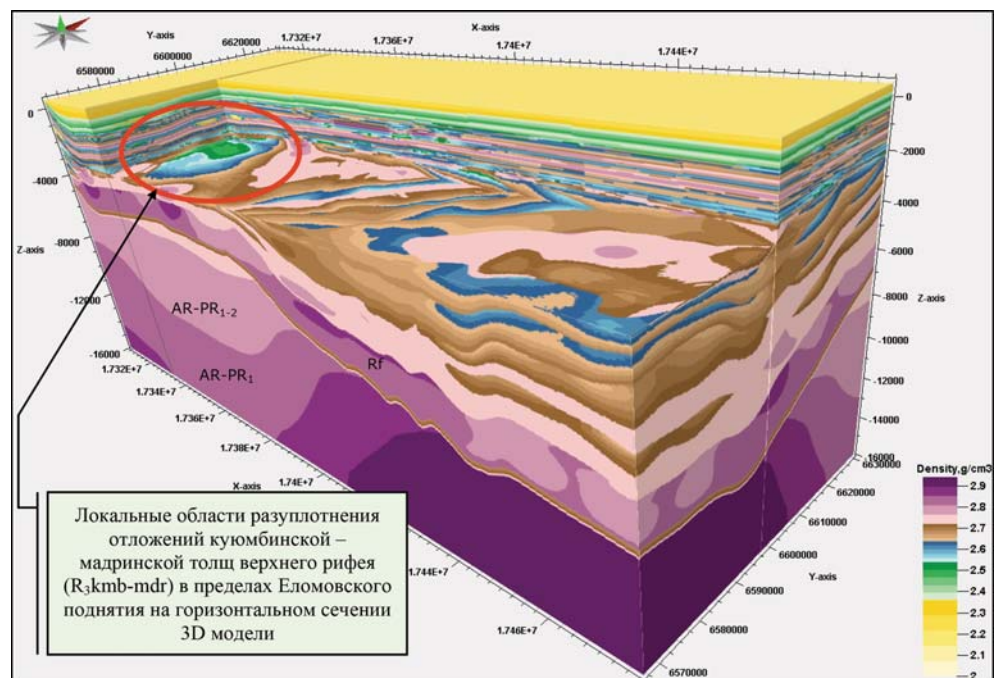


Рис. 1. Пространственная геоплотностная модель Байкитской площади, полученная в результате комплексной адаптивной инверсии сейсмогравиметрических данных

венной оценки выделяемых неоднородностей по площади отстраиваются и карты локальных плотностных неоднородностей в пределах структурных поверхностей, а далее на их основе — сводные карты зон разуплотнения по всем нефтегазоперспективным горизонтам. По этим данным выделяются площади и участки прогнозируемых зон развития структур с улучшенными коллекторскими свойствами, вещественную природу которых предлагается «заверить» комплексом геохимических работ.

Проведение наземных геохимических нефтегазописковых работ позволяет повысить эффективность поисковых работ за счет снижения неоднозначности выделяемых геофизическими методами структур и зон возможного развития коллекторов и в результате снизить стоимость подготовки запасов. Согласно разработанной в СССР классификации геохимических методов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений (А.А. Карцев, 1954), которой придерживается и Американская Ассоциация геологов-нефтяников (AAPG), весь спектр методов условно разделяется на прямые и косвенные [3]. Прямые методы связаны с изучением полей концентраций углеводородных газов и битумоидов как прямых показателей нефтегазоносности недр. К прямым методам поисков месторождений нефти и газа относятся геохимические съемки

по приземному воздуху поверхностных отложений;
свободному газу поверхностных отложений;
почвам, илам, грунтам и горным породам, выходящим на поверхность;
поверхностным водооттокам;
грунтовыми водам;
снежному покрову;
листве и хвое деревьев и кустарников и травянистой растительности;

битумоидам поверхностных отложений.

Косвенные методы связаны с изучением ореолов изменений в литосфере, вызванных вариациями физико-химических показателей геохимической среды (рН, Eh, температуры) под воздействием углеводородных потоков от залежей нефти и газа.

Несмотря на твердую убежденность в несомненной экономической эффективности геохимических методов поиска углеводородного сырья и многократное подтверждение широчайших возможностей нефтепоисковой геохимии, в публикациях отечественных и зарубежных геологов-нефтяников неоднократно отмечалось, что геохимические методы имеют некоторые ограничения и неопределенности. К таким ограничениям относятся следующие:

геохимическое выражение выхода углеводородов в приповерхностный слой очень сложное и изменчивое; в принципе, не существует простой корреляции «один к одному» между поверхностной аномалией и залежью;

чем сложнее геологическое строение структур, тем труднее соотнести данные геохимического поиска с геологическими параметрами;

залежи нефти, в которых нефть находится без воздействия избыточного давления либо состоящие исключительно из тяжелых углеводородов, могут вообще

никоим образом не проявить себя на поверхности как углеводородные аномалии;

открытие поверхностной аномалии не гарантирует открытия промышленно значимой залежи, и аномалия не может быть соотнесена с объемом залежи;

ошибочные углеводородные аномалии могут быть получены при геохимическом исследовании территорий, рядом с которыми проводятся крупномасштабные разработки полезных ископаемых, там, где уже нарушены естественные природные процессы;

ни один из геохимических методов не работает всегда и везде, необходим выбор метода и адаптация его применимости на конкретной площади;

геохимические методы поиска нефти и газа не могут полностью заменить геофизические методы, но они могут успешно дополнять их и предоставлять необходимую информацию для уточнения прогнозов (Schumacher, 1999).

Таким образом, представительность геохимических исследований различна, результативность может быть разной для разных ландшафтно-геохимических обстановок, а использование этих методик во многом обусловлено географией нефтегазовых провинций и районов.

В последние годы ФГУП «ИМГРЭ» проводил работы по анализу существующих методов, разработке рационального комплекса полевых геохимических исследований на углеводороды и его апробации в условиях Восточной Сибири (Ангаро-Ленской НГО, Байкитская антеклиза) [2]. Был апробирован рациональный комплекс геохимических методов, включающий поиски по свободным газам и литохимическое опробование рыхлых отложений.

Методика работ базируется на известной модели миграции, в основу которой положено общепринятое представление о диффузионно-фильтрационном массопереносе углеводородов от залежей нефти и газа к поверхности [2]. Общая пропись методики заключается в изучении с поверхности в почвенном слое распределения углеводородных компонентов: метана и его гомологов, непредельных, циклических и ароматических углеводородов, неуглеводородных газов и микрокомпонентов. Исследуется газо-, парообразная, жидкая и твердая фазы. Химический состав изучаемых компонентов определяется составом нафтидов (газов, газоконденсата, нефтей и битумов). Поиски по литохимическим ореолам ориентируются на аномальные поля Ni, Co, V, Zn, Cu, Sn, As, S и целого ряда других малых элементов (Mg, Tl, Y).

Новизна газолитогеохимических исследований состоит в следующем:

изучается комплексное геохимическое поле, особенности которого позволяют прогнозировать типы и состав скоплений УВ;

обеспечивается возможность оконтуривания залежей как структурного, так и неструктурного типа;

обеспечивается возможность оконтуривания месторождения УВ и зоны нефтегазоаккумуляции.

Метод поиска по свободным газам (разработан в ОАО «Александровская опытно-методическая экспедиция»). В основе метода лежит определение свободных

газов, заполняющих поровые и капиллярные пространства в почве. Газогеохимическое опробование осуществляется из горизонта ВС и С путем проходки копушей глубиной 0,5 м, а в случае заболоченных участков — глубиной до 0,9–1,5 м. Геохимическое опробование сопровождается полевой документацией, в которой для каждой точки отбора проб определяются координаты, глубина пробоотбора, мощность горизонта А1, литологический состав пробы, вес затворной жидкости, что в дальнейшем учитывается при обработке аналитических результатов. Для отбора проб рыхлых отложений используются контейнеры/банки объемом 0,8 л. Проба помещается в контейнер с предварительно налитой затворной жидкостью (10%-й раствор NaCl) для подавления жизнедеятельности углеводородоокисляющих бактерий и герметизируется. Дегазация газо-химических проб осуществляется термовакуумным способом на приборах ПДП в лабораторных условиях. Десорбция газов производится в вакууме при нагреве пробы в течение 30 мин при температуре 65–70 °С. Такой нагрев не вызывает заметных изменений в составе углеводородов и способствует ускорению процесса дегазации. Десорбированный газ объемом, как правило, 100–150 см³ собирается в стеклянную стерилизованную емкость объемом 100–200 см³, герметизируется стерилизованной резиновой пробкой и направляется в лабораторию на хроматографический анализ.

Литогеохимическое опробование по вторичным ореолам проводится в местах отбора геохимических проб. Глубина отбора проб 0,2–0,4 м, а на задернованных и заболоченных участках — 0,4–0,6 м и более. Представительная фракция опробования — 0,5 мм. Пробы проходят в полевых условиях сушку, ситование, этикирование и упаковку и далее отправляются в стационарную лабораторию на ПКСА или ICP-MS.

Впервые апробация **комплекса газогеохимических методов** проводилась в центральной части Ангаро-Ленской НГО на двух территориально сближенных площадях: Атовском эталонном участке с уже известным Атовским газоконденсатным месторождением и Балаганкинской поисковой площади, находящейся на северо-западе Атовского участка [2]. В результате этих работ была установлена зональная структура аномалий: легкие углеводороды ряда С₁–С₈ и углекислый газ образуют надсводовые аномалии в пределах газоводяного контакта Атовского месторождения, а о-ксилол (С₈Н₁₀) и Mg — кольцевые аномалии по периферии газоводяного контакта.

Геохимические работы на Байкитской антеклизе (Красноярский край) проводились в 2012 и 2013 гг. на Байкитском и Тамышском

участках. На участке Байкитский работы осуществлялись в 2012 г. по регулярной сети профилей 2000×500 м и преследовали цель отработки методики площадных геохимических работ. Выбор участка базировался на результатах региональных сейсмических работ МОГТ, сопровождавшихся геохимической съемкой по снежному покрову. На участке Тамышский целью геохимических работ была заверка выделенной по результатам сейсмоплотностного моделирования (рис. 1) зоны уплотнения в породах катанской свиты венда, и работы были проведены по нерегулярной сети с опорой на существующие профили региональных сейсморазведочных работ.

Анализ проб свободного воздуха был проведен на содержание:

- углеводородов ряда С₁–С₉;
- неуглеводородных газов (He, H, O, N и CO₂);
- высокомолекулярных углеводородов (С₁₀Н₂₂–С₂₄Н₅₀);
- ароматических углеводородов ряда С₆–С₉.

Литохимические пробы были проанализированы ПКСА на 25 элементов.

В силу большого количества полученных на каждой точке данных интерпретация геохимических баз данных проводилась с применением факторного анализа.

По результатам проведенного факторного анализа выделено три наиболее информативных фактора (рис. 2):

фактор 1–1 — включает углеводородные соединения С₁–С₅ и CO₂; образует линейную зону северо-восточного простирания в центральной части участка;

фактор 1–3 — углеводороды С₆–С₇; оконтуривают южную часть линейной зоны аномальных значений фактора 1–1;

фактор 2–2 — ароматические углеводороды (толуол, мета-ксилол, орто-ксилол); проявляются в области линейной зоны аномальных значений фактора 1–1, при этом максимумы значений приходятся на периферийные области фактора 1–1.

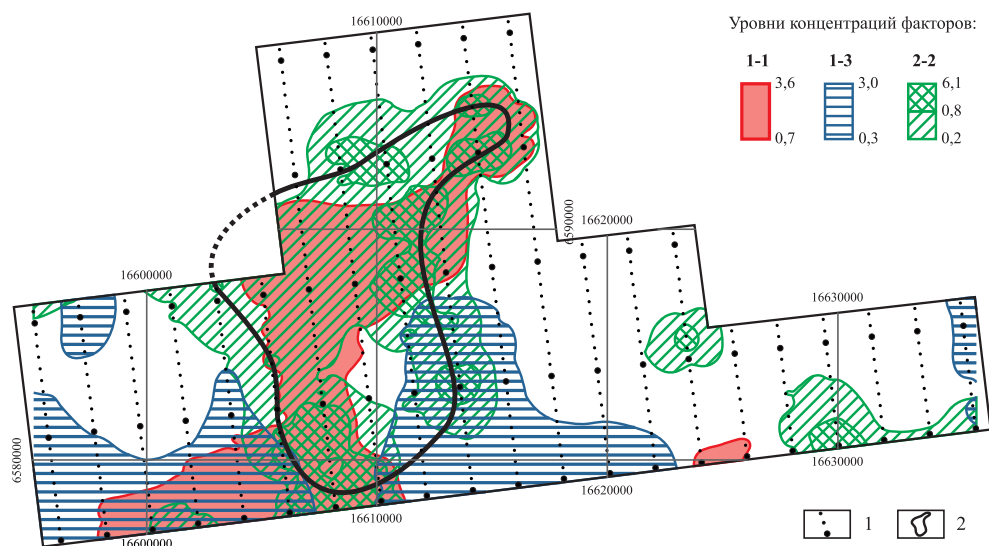


Рис. 2. Прогнозирование контура залежи УВ по геохимическим данным на участке Байкитский. 1 — точки газолитохимического опробования; 2 — прогнозный контур залежи УВ

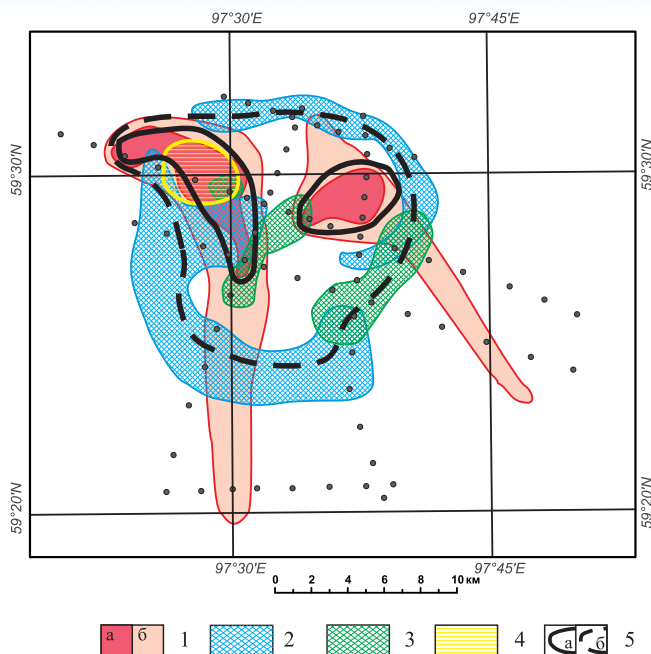


Рис. 3. Прогнозирование контура залежи УВ по геохимическим данным на участке Тамышский. 1 — максимальные (а) и средние (б) значения концентраций углеводородных соединений ряда C_1-C_5 и CO_2 (фактор 1–1); 2–4 — максимальные значения концентраций: 2 — углеводородных соединений C_6-C_7 (фактор 1–2), 3 — ароматических УВ (факторы 2–1, 2–2), 4 — микроэлементов — Pb, Sb, Ti, Ag (фактор 4–2); 5 — перспективные области на наличие залежи УВ на глубине: а — наиболее перспективные, б — менее перспективная

Область повышенных значений фактора 4–2 (ассоциация химических элементов — Ti, Ag, Be, As, Sb) пространственно совпадает с прогнозным контуром по данным газогеохимической съемки и выходит за его пределы. Наиболее вероятно, что распределение этой ассоциации на площади связано с зонами повышенной проницаемости пород, что является благоприятным признаком при поисках УВ.

На участке Тамышский комплекс газогеохимических методов позволил подтвердить и детализировать зону, благоприятную для наличия в разуплотненных породах венда углеводородов. Перспективная область включает в себя следующие показатели (рис. 3):

1) АГХП углеводородных соединений ряда C_1-C_5 и CO_2 (фактор 1–1) выделяет надсводовую часть залежи УВ;

2) углеводороды C_6-C_7 (фактор 1–2) оконтуривают периферию прогнозируемой залежи УВ;

3) максимальные концентрации ароматических УВ расположены по внутренней периферии прогнозируемого контура залежи УВ;

4) повышенные концентрации Pb, Sb, Ti, Ag тяготеют к центральной и северо-западной части участка работ, наиболее интенсивная аномалия попадает в область максимальных концентраций CO_2 и метана.

Необходимо отметить, что АГХП углеводородов C_1-C_5 и CO_2 (фактор 1–1) не полностью перекрывают область внутри предполагаемой периферии залежи, выделенной по АГХП углеводородов C_6-C_7 и ароматических УВ. В связи с этим перспективная область разделена на более перспективную (контур АГХП фактора 1–1) и

менее перспективную (контур АГХП углеводородов C_6-C_7 и ароматических УВ). Полученные результаты позволяют считать геохимические исследования результативными и необходимыми для включения в комплекс несейсмических методов на региональной стадии изучения нефтегазовых провинций.

По результатам выполненных работ по 3D интегральному геолого-геофизическому моделированию в пределах Байкитской площади было выделено 27 перспективных объектов как структурного, так и неструктурного типа. Для всех выделенных объектов была выполнена количественная рейтинговая оценка по следующим параметрам:

площади объекта;

глубине залегания перспективных горизонтов;

амплитуде ловушки;

интенсивности разуплотнения;

по совпадению других признаков (перспективности по данным геохимических работ или по результатам обработки сейсморазведочных данных МОГТ).

Локальная зона разуплотнения XII была заверена в 2013 г. газогеохимическим опробованием (участок полевых работ Тамышский). В северной части участка работ выделяется область, перспективная на наличие двух прогнозируемых на глубине залежей УВ (рис. 4).

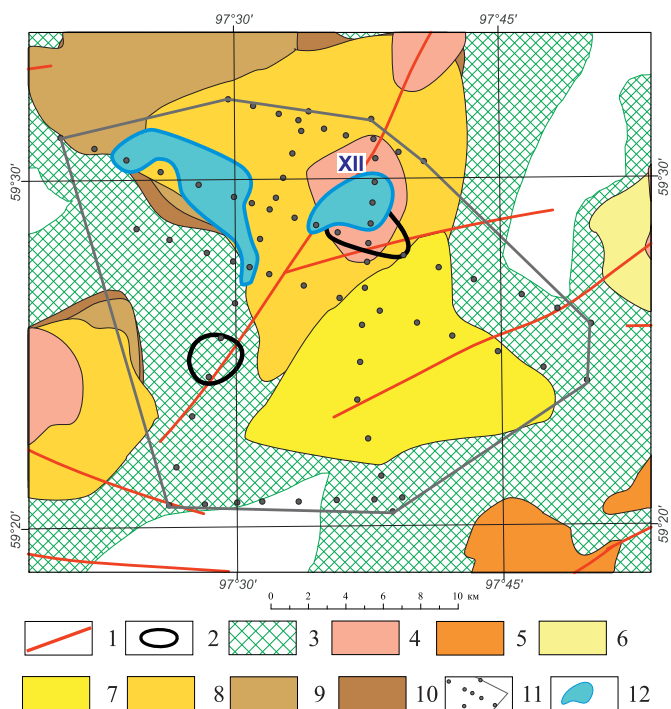


Рис. 4. Оценка зоны разуплотнения пород осадочного чехла по данным газогеохимического опробования. 1 — тектонические нарушения; 2 — прогнозные ловушки газа по сейсмическим данным (по В.К. Берсеневу, 2008); 3 — участки развития пород с улучшенными коллекторскими свойствами по данным геоплотностного моделирования; 4–10 — локальные участки развития пород с улучшенными коллекторскими свойствами в пределах: 4 — верхней части венда, 5 — дашкинской свиты верхнего рифея, 6 — нижнеангарской свиты верхнего рифея, 7 — ирэкманской свиты верхнего рифея, 8 — токурской свиты верхнего рифея, 9 — тунгусикской серии среднего рифея, 10 — верхней части куюмбинской толщи верхнего рифея; 11 — контур работ и точки газогеохимического опробования; 12 — прогнозируемые залежи УВ по данным геохимических работ

Пространственно одна из залежей совпадает с контуром зоны с улучшенными коллекторскими свойствами в отложениях катангской свиты венда, вторая тяготеет к зонам разуплотнения пород среднего-верхнего рифея.

Апробированный на площади Байкитской антеклизы комплекс геохимических работ, его техническое и методическое обеспечение, а также способы обработки и интерпретации позволяют считать геохимические работы необходимым элементом изучения структур, перспективных на углеводороды по данным геофизических работ. Геохимические работы целесообразно выполнять на площадях перспективных структур по сети профилей сейсморазведочных работ со сгущением расстояния между профилями до 2–5 км и шагом по профилю 200–1000 м.

В заключение необходимо привести оценку результатов широко применяемого в практике геолого-геофизических работ в Восточной Сибири метода снежной съемки. Целевым назначением метода является изучение приповерхностных углеводородных и неуглеводородных полей, формирующихся в снежном покрове, распределения концентраций основных геохимических показателей по площади, оценка перспектив нефтегазоносности в комплексе с сейсморазведкой. Метод достаточно производителен и прост в выполнении, привлекателен тем, что проводится, как правило, одновременно с сейсморазведкой в зимний период. Применим для любых ландшафтных условий. Однако детальный анализ результатов работ по Байкитской и Катангской площадям выявил ряд недостатков, нивелирующих все вышеуказанные достоинства метода:

1. Снег может выступать в роли сорбента для газов атмосферы, а в северных районах имеются загрязнители атмосферы — нефте- и газоперерабатывающие установки около открытых нефтегазовых месторождений. Кроме того, практически нет объектов, где проведена съемка по снежному покрову с одновременным проведением атмогеохимической съемки (авиасъемка с лазерным источником измерения газа атмосферы) и определением газов в почвах объекта, что позволяло бы обосновать природу газового поля в снеге. Данная среда опробования, широко используемая для диагностики уровня экологической загрязненности территорий, не гарантирует стерильность анализируемых проб. Остается вопрос и о корректности отбора проб вдоль профилей сейсморазведочных работ, проводимых в зимнее время с использованием в технике работ ГСМ и взрывных источников.

2. При анализе результатов снежной съемки по профилям сейсморазведочных работ МОГТ в пределах западной части Байкитской площади выявилась прямая и практически 100%-ная зависимость в распределении одного из главных геохимических параметров — содержания метана — от уровня снежного покрова.

3. Выявлены значительные расхождения в уровнях концентрации основных УВ газов в пробах разных годов на одной и той же площади работ, что не позволило провести обработку баз данных разных лет.

4. Многочисленными работами было показано, что концентрации УВ в почвенной и подпочвенной зоне очень низкие. Только незначительная часть этих сое-

динений проникает в атмосферу, проходя через слой снега, который, в свою очередь, выступает в качестве сорбента. В связи с этим спектр изучаемых компонентов со значимыми концентрациями достаточно ограничен, в основном это газы ряда метана (C_1-C_4).

5. Отбор проб вдоль сейсморазведочных профилей проводится с крайне низкой плотностью наблюдений, что в дальнейшем не позволяет корректно представить результаты по площади.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кобрунов А.И., Петровский А.П. Обратные задачи комплексной интерпретации геофизических данных / Геологическая интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. — Киев: Наукова Думка, 1992.
2. Кременецкий А.А., Пилицын А.Г., Инговатов А.П., Грузнов В.М. Геохимические методы прогноза и поисков нефтегазовых месторождений // Разведка и охрана недр. — 2010. — № 5. — С. 63–69.
3. Методы нефтегазопоисковой геохимии: Сб. науч. тр. — М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1983.
4. Петровский А.П. Информационное обеспечение и модельные представления интегральной интерпретации геолого-геофизических данных при изучении нефтегазоносных структур // Геофиз. журнал. — 2004. — № 3. — С. 77–86.

© Коллектив авторов, 2015

Спирidonов Игорь Геннадиевич // imgre@imgre.ru
Алексеева Александра Кирилловна // 1308kappa@mail.ru
Пилицын Алексей Гаврилович // allexpil@ya.ru
Добросоцкий Сергей Владимирович // sergey-imgre@yandex.ru

УДК 551.242.11.31:550.84

Кременецкий А.А. (ФГУП «ИМГРЭ»), Морозов А.Ф. (Роснедра), Пилицын А.Г., Бескин С.М., Полякова Т.Н. (ФГУП «ИМГРЭ»), Мильштейн Е.Д. (ФГУП «ВСЕГЕИ»)

ГЕОХИМИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ ЦИРКУМПОЛЯРНОЙ АРКТИКИ: НАУЧНАЯ ПАРАДИГМА, ТЕХНОЛОГИЯ, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

*Научную основу геохимического картирования дна Северного Ледовитого океана (СЛО) и его побережья представляет серия составленных авторами специализированных схем районирования (структурно-геоморфологическая, структурно-вещественных комплексов, потенциальных полей, изотопно-геохимическая и др.), а также петролого-геологическая реконструкция эволюции земной коры циркумполярной Арктики, основанная на модели «глобального магматического океана Земли» (В.С. Шкодинский, 2014). Эти данные, а также анализ впервые составленных геохимических карт для российского полярного сектора Арктики по донным отложениям и по породам дна СЛО и побережья позволяют заключить, что все разновозрастные структурно-вещественные комплексы исследуемой территории развивались на коре континентального типа. Показан непрерывный переход комплексов Восточно-Европейской платформы в Баренцевоморско-Карский бассейн, а Яно-Чукотско-Аляскинской области — в Амазонийский бассейн СЛО, где хребет Ломоносова и поднятие Менделеева являются естественным продолжением материковой части Евразии. **Ключевые слова:** Арктика, морфоструктурный анализ, геофизические геолого-петрологические и изотопно-геохимические исследования, геохимическое картирование.*