

**ПРОБЛЕМА ПОЛИГЕННОГО НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ.
ВОЗМОЖНЫЕ ИСТОЧНИКИ И МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ
(ГЕОХИМИЧЕСКИЙ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ АСПЕКТЫ)**

Р.П.Готтих (ВНИИГеосистем), Б.И.Писоцкий (ИПНГ РАН)

Рассмотрены материалы петрографических, геохимических и геофизических исследований с целью обоснования выработки подходов и критериев к созданию новых технологий прогноза зон нефтегазонакопления в центральных и южных областях Восточной Сибири. Показано, что геохимические особенности нефтидов наследуют генетические или парагенетические особенности мафитов различных геодинамических обстановок и могут отражать таким образом тектоно-магматические этапы становления и преобразования земной коры. Анализ геофизических материалов, включающих ГСЗ, МОВ ОГТ, МТЗ и магнитогравиразведку выявил в створе крупной Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления неоднородность строения консолидированной коры. Аномальность геофизического строения коры обусловлена неоднократным внедрением внутриплитных основных-ультраосновных интрузий с последующим расслоением магм и отщеплением флюидных систем, несущих в своем составе элементы-примеси. Трансформация редокс-потенциала эндогенных флюидов приводила к синтезу углеводородов, а элементы-примеси наследовались нефтью. Совокупный анализ полученных и опубликованных материалов позволяет создать основу новой технологии оценки перспектив территории на УВ – сырье.

Обоснование научной и практической актуальности исследований

Основные задачи исследований по Программе решались на примере юга Сибирской платформы. Согласно представлениям большинства исследователей, основным источником нефти и газа в пределах Сибирской платформы являются области накопления органического вещества на ее шельфе и континентальных окраинах в эпоху раскрытия, существования и закрытия Палеоазиатского океана. Погружение толщ в очагах нефтеобразования с последующей, преимущественно латеральной, миграцией в зоны нефтегазонакопления и предопределили современные закономерности размещения залежей УВ на платформе. Установленные закономерности нефтидогенеза и

нафтидо накопления должны с учетом тектонических факторов, влияющих на разрушение и переформирование месторождений, являться теоретической базой для уточнения оценки перспектив нефтегазоносности территории и поиска новых гигантских скоплений нефти и газа (А.Э. Конторович и др.).

Вместе с тем формирование крупных и гигантских месторождений углеводородов, их дискретное распространение в пределах отдельных осадочных бассейнов трудно объяснимо, если исходить только из классической осадочно-миграционной концепции. Недаром в последнее время практически всеми геологами признается необходимость привлечения эндогенного фактора для мобилизации микроневфти в скопления, а именно воздействия на породный субстрат глубинных флюидов, представляющих собой либо газовые эманации высокостоящих астенолинз, либо эманации внедряющихся в консолидированную кору магматических расплавов. Некоторые исследователи в качестве мобилизующего агента рассматривают подъем апокатагенных или метаморфогенных газов из нижних горизонтов глубоких осадочных бассейнов. Без признания участия глубинных эманаций трудно представить себе формирование крупных зон локализации в осадочных депрессиях скоплений нефти и газоконденсата.

В свое время академиком Д.В. Рундквистом был сформулирован ряд вопросов, касающихся рудной геологии. Однако некоторые из них, по-видимому, могут быть отнесены и к области нефтяной геологии. В частности:

- являются ли процессы формирования гигантских месторождений экстремальным проявлением обычных нефтеобразующих процессов или они представляют собой особый класс; вписываются ли они в общую цикличность планетарной активности и с какой именно категорией процессов они связаны;

- какие глубинные структуры литосферы вообще и кристаллической земной коры в частности контролируют размещение месторождений-гигантов и возможен ли прогноз открытия крупных месторождений в связи с увеличением глубины поиска, в том числе в нетрадиционных формационных комплексах пород.

Частично на поставленные вопросы мы попытались ответить в рамках настоящего проекта, целью которого было построение модели формирования крупнейшего ареала нефтегазоаккумуляции в западной части Сибирской платформы – Курумбинско-Юрубчено-Тохомского. На базе полученной модели предстояло выработать критерии подхода к прогнозу территории юга древней платформы на УВ-сырье.

Для реализации проекта был привлечен комплекс геофизических материалов, включающих данные ГСЗ и МОВ ОГТ (отрезки региональных профилей Батолит – СБ-1, Ямал-Кяхта и расщелины), МТЗ, площадной гравимагниторазведки, результаты геохимических исследований пород и нефтидов, а также материалы по истории геодинамического развития территории, магматизма, петрологии и др.

Обработка и переобработка геофизических материалов проводилась сотрудниками ВНИИГеосистем.

Работы по программе предусматривали:

1) выявление признаков участия глубинных восстановленных систем в процессах нефтеобразования на основе изучения геохимической характеристики нефтидов различных регионов;

2) анализ геофизических и геодинамических материалов о строении земной коры в областях локализации крупных зон нефтегазонакопления;

3) разработку принципиальной модели синтеза глубинных восстановленных нефтеобразующих систем и возможных механизмов формирования залежей с учетом участия в процессах нефтеобразования и нефтенакпления глубинной составляющей.

Петрографические, термобарогеохимические и геохимические исследования

С целью идентификации в нефтидах эндогенной составляющей проведены детальные исследования нефти, ее фракций и рассеянных в породах битумов в пяти нефтегазоносных провинциях. При анализе геохимического состава нефти строились серии диаграмм, в которых, помимо близости ионных радиусов элементов, учитывались коэффициенты распределения и характер согласованного или несогласованного поведения элементов-примесей в системах расплав (базальт) – флюид (битум). Часть данных по фракционированию элементов во флюидную фазу при кристаллизации расплавов различного петрохимического профиля была получена при выполнении работ по проекту. Несмотря на близкую общую микроэлементную характеристику, нефти разных нефтегазоносных провинций различаются между собой. Так, анализ дискриминационных диаграмм показал, что по соотношению между средними содержаниями различных элементов нефти Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) и Восточной Сибири (ВС) близки между собой, нефти Западной Сибири (ЗС) и Южно-Татарского свода (ЮТС) Волго-Уральской провинции разобщены, а нефти Тимано-Печорской провинции (ТПП) занимают промежуточное положение между нефтью ЗС и

ЮТС. Выявленные закономерности геологических позиций вполне понятны и могут отражать, по-видимому, особенности протекания в регионах процессов с участием магматитов различного профиля и сопутствующих им флюидов. Положение точек, отвечающих средним составам нефти и битумоидам, выделенным из «нефтематеринских» пород (баженовской свиты и доманикового горизонта), на диаграмме Ti–Zr–Y, предложенной Дж. Пирсом и Дж. Канном для реконструкции геодинамических обстановок формирования базальтов, показало, что нефти ДДВ и ВС попадают в область развития внутриплитных базальтов, нефти ТПП – в область известково-щелочных базальтов, нефти ЗС – в область толеитов и известково-щелочных базальтов, и, наконец, нефти ЮТС – в область развития толеитовых базальтов. Точки, отвечающие составу битумоидов, резко сдвинуты по отношению к нефти. Состав нефти сахалинского шельфа ложится в область островодужных толеитов и известково-щелочных базальтов. Полученные данные позволили вывести некоторые индикаторные отношения элементов-примесей с использованием преимущественно высокозарядных элементов, применяющихся для оценки источников базитовых магм [1]. Анализировались отношения Nb/Ta, Th/Yb, Zr/Y, Zr/Nb, La/Yb, Ti/Y, Ru/Ir, Ti/V, Fe/Mn, показавшие, что практически все отношения микроэлементов имеют тенденцию к уменьшению или увеличению от средних составов нефти ДДВ и ВС к нефти других регионов. Таким образом, со всей очевидностью вырисовывается картина отражения в составе нефти геодинамических обстановок становления земной коры тех или иных нефтегазоносных провинций.

К геохимическим признакам участия глубинных восстановленных систем в процессах нефтеобразования и нефтенакпления можно также отнести:

- содержание в нефти значительных концентраций летучих халькофильных и рассеянных элементов, присущих газовым эманациям магм основного и ультраосновного состава (Hg, Au, Ag, Cu, Re, Se, As, и др.), количество которых иногда на 1–3 порядка превышает кларк для земной коры;
- идентификацию в нефти элементов платиновой группы, среди которых преобладающим является палладий. Наличие, наряду с платиноидами, Cr, Cu, Ni, Co, отражающих металлогеническую особенность платформенных гипербазитов, характеризующихся сходной медно – никелево - палладиевой специализацией [2];

- присутствие в нефти высокозарядных и крупноионных литофильных элементов (U, Th, REE, Zr и др.), характерных для щелочных и щелочно-ультраосновных породных комплексов, что может свидетельствовать об обогащенном источнике вещества в нефти;
- резкое отличие хондритнормализованных спектров распределения лантаноидов нефти от аналогичных спектров, присущих вмещающим породам, пластовым водам и органическому веществу биогенной природы.

Помимо нефти показателен и геохимический состав твердых битумов, рассеянных в нижних горизонтах осадочных депрессий нефтегазоносных регионов. Работами, выполненными ранее и продолженными в рамках рассматриваемого проекта, показано, что данные углеродистые вещества, вследствие уровня концентрирования микроэлементов и их вариаций, определяемых степенью карбонизации вещества, не могут быть продуктами преобразования нефти. Исследованные битумы, исключая отдельную геохимическую специализацию, обусловленную конкретными обстановками локализации и источниками вещества, достаточно близки к битумам, связанным с магматическими и эндогенными рудообразующими процессами.

Таким образом, если признать, что формирование геохимического образа нафтидов действительно связано с выводом глубинных восстановленных флюидов по ослабленным зонам в осадочный чехол, то отмеченные процессы должны фиксироваться в породах геологических разрезов. И они действительно достаточно надежно идентифицируются с использованием методов термобарогеохимии. Так, в породах фундамента и осадочного чехла нефтегазоносных провинций обнаружены реликты флюидов, законсервированные в виде включений в мельчайших залеченных вторичных трещинках. Крайние члены семейства включений представлены, с одной стороны, газовой-жидкими водно-солевыми растворами с содержанием жидкой фазы 80–90%, с другой – чисто углеводородными, с тем или иным количеством растворенных гетероциклических соединений, растворами, люминесцирующими в голубоватых, светло-желтых и коричневых тонах. Между ними существует целая гамма включений с переменными соотношениями водного раствора, жидких и газообразных УВ. Выявлена отчетливая морфологическая приуроченность реликтов флюидов к битуминозному веществу или к трещинам и кавернам, выполненным нефтью. Методом гомогенизации газовой-жидких водно-солевых включений, сингенетичных УВ-водным и углеводородным, определены температуры поступления флюидов на те или иные уровни разреза. В пределах юга Сибирской платформы в

геологических разрезах Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (Камовский свод), Катангской седловины (Собинское месторождение), Непско-Ботуобинской антеклизы (Верхнечонское, Даниловское и другие месторождения) в общей сложности произведены замеры температур гомогенизации более чем в 100 препаратах. Как правило, полученные температуры укладываются в интервал значений 320° – 60° С с преобладанием в низах разрезов повышенных температур и закономерным снижением их от фундамента к основным продуктивным горизонтам.

Термобарические характеристики позволили сделать вывод о формировании флюидов вне осадочного чехла и о поступлении их в чехол уже после завершения катагенных преобразований пород. Отличительной особенностью флюидов является наличие в их битуминозной фазе широкого спектра микроэлементов как халькофильной, так и литофильной групп, соотношения между которыми свидетельствуют об эндогенности изначально газовых систем и о переносе микроэлементов в них в форме комплексов с органическими лигандами.

Совокупный анализ геохимических особенностей битуминозного вещества в реликтах флюидов (вакуолях), нефти и битумах позволил сделать вывод об их генетической идентичности. Вариации составов определяются эволюцией флюидных систем в геологическом пространстве при изменении T , P и fO_2 . В процессе эволюции флюидов при определенных термодинамических параметрах из системы C–O–H–N–S–Me выпадают (выделяются) наименее растворимые компоненты, которые и дают начало битумам различного класса. Конечным продуктом взаимоотношения глубинных восстановленных флюидов с геологической средой являются нефти.

В аспекте обсуждаемой проблемы источника вещества данных флюидов примечательным является факт принципиальной геохимической близости вещества в вакуолях нефтегазоносных провинций и вещества в вакуолях шлировых пегматитов Хибинского массива, где его эндогенная природа не вызывает сомнения [3, 4].

Геофизические исследования

Геофизические исследования последних лет, проведенные в районах размещения крупных месторождений углеводородного сырья, показали наличие пространственной совмещенности зон нефтегазонакопления с областями аномального строения земной коры. Появились публикации, в которых сформулированы некоторые глубинные критерии, отражающие возможную нефтегазоносность недр [5].

Анализ материалов, приведенных в [6], показал, что связи между особенностями глубинного строения консолидированной коры и распределением УВ-скоплений в осадочном чехле имеют косвенный, опосредованный характер и определяются большим комплексом причин.

Анализ пространственной согласованности между расположением месторождений углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и определенными типами земной коры в её пределах (мощность, тепловой поток, высота рельефа дневной поверхности, мощность осадочного чехла, изостатические аномалии силы тяжести, плотностные неоднородности в верхней мантии) выявил из всей совокупности параметров в качестве определяющего низкий тепловой поток. Скопления углеводородов оказались приурочены только к областям холодной нормальной платформы [7]. Другие исследователи, наоборот, зафиксировали четкую приуроченность залежей нефти в нефтегазоносных провинциях к термальным куполам [8].

Наиболее значимые, на наш взгляд, исследования по выявлению связи между областями нефтегазонакопления и элементами строения консолидированной коры выполнены А.В. Егоркиным и частично обобщены в [9]. По материалам многоволнового сейсмического профилирования на примере более 70 нефтегазоносных объектов показано существование устойчивой пространственной корреляции глубинных (мантийных и коровых) аномальных сейсмических зон с районами размещения скоплений углеводородов. При этом отмечается отсутствие аномальности в строении земной коры вне областей размещения залежей нефти и газа. Сформулированы некоторые прогнозные критерии, проявляемые с различной степенью надежности для углеводородных скоплений различного состава (газ, газоконденсат, нефть).

Количество подобных работ в районах размещения крупных скоплений углеводородов в последнее время возрастает, и отличительной особенностью их является комплексирование сейсморазведки с другими геофизическими методами, что значительно повышает достоверность разрабатываемых моделей строения земной коры. Однако отсутствие в большинстве работ анализа процессов, обуславливающих формирование подобных аномалий и причинности их пространственной совмещенности с зонами нефтегазонакопления, приводит к неоднозначности интерпретации геофизических материалов и, соответственно, к гипотетичности многих моделей формирования

структуры консолидированной земной коры в пределах зон локализации углеводородных скоплений.

Большой объем геофизических работ выполнен на юге Сибирской платформы, где в комплексе с сейсморазведкой проведены электроразведочные и магнито-гравиразведочные исследования. Опорный геофизический профиль Батолит, пересекающий в широтном направлении основные структурные элементы юга Сибирской платформы, проходит через Байкитскую и Непско-Ботуобинскую антеклизы, к которым приурочены крупные зоны нефтегазонакопления. Консолидированная земная кора в этих районах значительно дифференцирована, существенно приподнята поверхность Мохоровичича с минимальными глубинами на Камовском своде Байкитской антеклизы (40-42км.) и в пределах Талаканского блока Непско-Ботуобинской антеклизы (40-42км.) [10, 11].

Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления приурочен к Камовскому своду Байкитской антеклизы и представляет собой уникальный объект скопления УВ в виде крупнейших Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского газонефтяных месторождений. Помимо этих гигантов в ареал входят спутники-сателлиты в виде Оморинского газоконденсатного месторождения и перспективных нефтегазогеологических объектов Камовской, Вайвидинской, Чебулбуканской, Шушукской, Сейсморазведочной и Аргишской площадей.

Характеристика строения консолидированной земной коры в створе Камовского свода получена по материалам, включающим, наряду с глубинной модификацией сейсморазведки МОВ – ОГТ (отрезки опорного профиля 1-СБ, проходящего в широтном направлении через Байкитскую антеклизу, 3-СБ – в диагональном направлении и расщечки), магнитотеллурические зондирования и магнито-гравиразведочные исследования. Обработка материалов проведена сотрудниками ВНИИГеосистем (рисунок). В процессе переобработки данных сейсморазведки построены временные и глубинные мигрированные разрезы и их модификации: сейсмоэнергетическая и параметров относительного спектра (аналог коэффициентов частотно-зависимого поглощения). Этими модификациями, в особенности энергетической, обеспечивается локализация в плоскости разреза областей неоднородностей земной коры, обусловленных распределением в ней сейсмически контрастных и прозрачных объектов. Интерпретация

геофизических материалов выполнена нами с учетом геодинамических особенностей становления земной коры рассматриваемого региона.

Наличие на отрезке сейсмического профиля 1-СБ в верхней части земной коры Камовского свода совокупности прозрачных объектов, соответствующих однородному по жесткости субстрату, связано, судя по всему, с присутствием раннепротерозойского гранито-гнейсового купола, формирование которого произошло 1,96 млрд. лет назад (определения выполнены по цирконам). Анализ сейсмоэнергетического разреза верхней части коры до глубины 5500 м показывает, что гранитный массив разделен на несколько мелких куполов, на слабо эродированной поверхности которых начал формироваться рифейский платформенный комплекс, мощность и структура которого определялась наличием и формой интрузии.

Мощность и сложность строения куполовидной зоны сейсмической неоднородности на глубинах 20–40 км на сейсмоэнергетическом разрезе могут быть следствием многостадийности её формирования и расслоенности магматических комплексов в результате многократного поступления в магматическую камеру свежих порций расплава и смешения их с ранее внедренной магмой. Сценарии развития подобных процессов со ссылками на многочисленные источники представлены в [12]. Благодаря этому процессу интрузивные комплексы постоянно увеличиваются в объеме и их конечный размер, в значительной мере, определяется длительностью существования данной магматической системы и возможностью последующего наложения унаследованных эндогенных событий в пределах относительно локальных ареалов.

Усложняющее расслоение в плутонах может возникать и после прекращения конвективного переноса вещества при формировании интрузии в случае высокой флюидонасыщенности магм [13]. Магматическая камера, в которой флюидизированная магма находится под избыточным гидродинамическим давлением (относительно литостатического), будет представлять колебательную систему. Проявление колебательных явлений внутри магматической камеры, столь характерных для неравновесных динамических систем, выражается затем в расслоении.

Таким образом, анализ структуры волновых пакетов в средней и нижней коре под рассматриваемыми скоплениями УВ позволяет говорить о том, что они сформированы в сложно-неоднородной высококонтрастной гетерогенной зоне. Эффективные значения

коэффициентов отражения зависят не только от контрастности локальных неоднородностей, но и от различий в композиции распределения неоднородностей в наблюдаемой зоне. Подобная картина отражает, по нашему мнению, скрытые на глубине расслоенные массивы, сформированные за счет нескольких фаз внедрений расплавов из промежуточных камер. Чем интенсивнее и многократнее процессы, тем больший объем вмещающей среды подвергается магматическому замещению. По своим морфоструктурным особенностям такие плутоны могут быть описаны вертикально-слоистой сейсмической моделью.

Процессы расслоения магматического расплава также могут быть одной из причин, приводящих к возникновению выделенного в средней консолидированной коре на глубинах 20–30 км высокопроводящего слоя, приуроченного к верхней зоне сейсмической аномалии.

Известно, что повышенная электропроводность пород может быть обусловлена как наличием в них минералов железа, так и присутствием графита. Кристаллизация расплавов по феннеровскому тренду, что характерно для внутриплитных обстановок, приводит к образованию расслоенных интрузивных тел с повышенной магнезиальностью нижних слоев и повышенной железистостью верхних, вплоть до образования ферробазальтов, ферродиабазов и других разностей высокожелезистых пород. Кроме того, в случае повышенной флюидонасыщенности расплавов при понижении температуры их кристаллизации происходит «отгонка» рудных компонентов вместе с газовыми составляющими в купольные зоны интрузий, где эти компоненты образуют рудные скопления или входят в виде примесей в силикатные минералы. Силикаты, с примесью меди, висмута и других переходных металлов в различных степенях окисления (при различной степени разупорядоченности их кислородного окружения и места, занимаемого в структуре минералов), обладают существенно большей способностью к токопроводимости при относительно низких температурах [14]. К повышению электропроводности отдельных слоев может приводить и насыщенность их углеродом. Известно, что древние архейские комплексы, в том числе и в пределах Сибирского кратона, содержат несколько горизонтов графитсодержащих пород. При динамометаморфизме последних за счет воздействия на них крупных интрузий может происходить перераспределение находящегося в гнейсах и кристаллических сланцах графита с образованием субгоризонтальных проводящих структур. Пластичность графита,

его слабая растворимость в магме позволяют концентрироваться ему в виде непрерывных межзерновых пленок в толщах вышележащих кристаллических пород на относительно больших площадях в створе интрузивных тел. Свой вклад в понижение сопротивления пород могут внести также постмагматические процессы серпентинизации.

Анализ распределения эффективной плотности в плоскости сечения (разреза) под Юрубчено-Тохомской зоной нефтенакопления показывает, что для нижней части коры и верхов мантии характерно в целом однородное строение при пониженных значениях эффективной плотности с постепенным нарастанием плотностной неоднородности земной коры снизу вверх. Граница раздела располагается на уровне 25–30 км. Верхняя часть коры до этих глубин отличается значительной плотностной изменчивостью. В ней выделяются области как относительно пониженных, так и повышенных значений эффективной плотности.

Взаимосвязь между характером развития структур в консолидированной коре и выраженностью гравитационного поля определяется составом пород, то есть соотношением между породообразующими минералами, параметрами их структурных ячеек, количеством железа и степенью пост- или послемагматических процессов. При этом последние процессы, проходящие под воздействием газовых эманаций, могут в значительной степени повлиять на изменение начальной плотности вещества, как в сторону ее увеличения, так и снижения, что определяется эволюцией состава флюидов, их окислительно-восстановительным потенциалом и термодинамической стабильностью различных минеральных фаз.

Таким образом, аномальное строение консолидированной земной коры, выразившееся в резкой сейсмической неоднородности геологической среды, наличии в средней части коры области с пониженными электрическими сопротивлениями и дифференцированное распределение эффективной плотности пород по разрезу обусловлены совокупным эффектом протекания геодинамических и флюидодинамических процессов на юге Сибирской платформы. Выявленная сопряженность крупнейшей зоны нефтегазонакопления с аномальным строением консолидированной земной коры, обусловленной пульсационным внедрением магматических расплавов, требовала своего объяснения. Интерпретация подобной сопряженности проводилась путем сопоставления наших геохимических исследований с анализом опубликованных материалов по геохимической специализации флюидных

систем, отделяющихся от основных магм различных геодинамических обстановок на заключительных стадиях становления магматических очагов. Парагенетические взаимоотношения мантийных и коровых процессов показывают, что в нефтегазоносных регионах могут быть совмещены проявления разновозрастного и разноглубинного мантийного магматизма с отчетливо выраженной тенденцией увеличения со временем глубины мантийных выплавов с возрастанием их щелочности в направлении от толеитового до щелочно-мафитового. В условиях длительного существования мантийной флюидно-магматической системы при ее активном взаимодействии с вмещающим субстратом могут возникать восстановленные металлоносные флюиды, участвующие в процессах нефтенакопления. Предложена принципиальная модель формирования нефтеобразующих восстановленных флюидов в результате синтеза УВ из СО (СО₂) и Н₂ в открытой каталитической системе при температуре не ниже 400⁰ С. Принципиальный характер эволюции флюидно-силикатных систем, от выделения надкритических газов при остывании магм до формирования гетерофазных и восстановленных нефтеобразующих флюидов представлен на рисунке. Вывод восстановленных систем происходит по разломам в коре и сопряженным с ними зонам трещиноватости в осадочном чехле. При этом состав системы должен изменяться не только в связи с изменением РТ условий миграции, но и в результате контаминации её коровым материалом и материалом осадочного чехла (в частности, заимствование биомаркеров).

Вся совокупность полученных материалов показала, что для формирования крупных областей нефтегазонакопления характерна длительная предыстория. Определяющим является приуроченность крупных зон нефтегазонакопления к активизированным на различных этапах развития тектоническим структурам.

Таким образом, в ходе выполнения работ по проекту изучены геохимические особенности нафтидов, пород и органического вещества ряда нефтегазоносных провинций с использованием широкого спектра методов исследований. Получены полные спектры распределения микроэлементов в нефти и битумах (за исключением галоидов), оценены уровни накопления редких и рассеянных элементов, по соотношениям и уровням концентрирования которых показано присутствие в нефти глубинных компонентов. Термобарогеохимические данные свидетельствуют о поступлении флюидов, участвующих в нефтегазообразовании и нефтегазонакоплении, из кристаллических оснований осадочных депрессий. Анализ поведения потенциальных полей, развития

сейсмических аномалий в комплексе с материалами по истории и эволюции формирования консолидированной земной коры позволили получить информацию о характере строения коры для юга Сибирской платформы в створе крупных зон нефтегазонакопления и предложить принципиальную модель формирования нефтеобразующих восстановленных флюидов.

Критерии оценки перспектив нефтегазоносности юга Сибирской платформы

Приведенные материалы позволили выявить причинно-следственную связь между геофизическими аномалиями в консолидированной земной коре и скоплениями УВ в осадочных комплексах чехла Камовского свода. Комплексная интерпретация геологических, геофизических и геохимических материалов показывает, что скопления углеводородов в пределах юга Сибирской платформы формируются в областях земной коры, подвергшихся значительной эндогенной переработке породного субстрата в результате неоднократных геодинамических событий. Основной вклад в процесс нефтеобразования и нефтенакпления внес, надо полагать, пермо-триасовый плюмовый магматизм при участии сопровождавших его флюидов. Полученный материал может служить теоретической основой для прогноза перспективности внутренних земель юга Сибирской платформы на обнаружение в их геологических разрезах скоплений УВ.

В основе прогноза должны лежать материалы о характере поведения кровли сейсмической средней и нижней коры, построенной на основе геофизических данных; желательное расположение в верхней консолидированной коре гранитоидов, что практически всегда имеет место в зонах сочленения докембрийских блоков с соответствующим подъемом кровли кристаллического фундамента. Опосредованным признаком выделения перспективных областей могут служить материалы космического дешифрирования, отражающие процессы взаимодействия между оболочками и выражающиеся либо в кольцевых структурах, либо в линейных зонах разломов значительной латеральной протяженности. Одним из важнейших дополнительных инструментов являются также материалы о распределении послойной эффективной плотности и намагниченности геологической среды в разрезах до глубин поверхности Мохоровичича, отражающие интенсивность протекания флюидодинамических процессов, генетически или парагенетически связанных с магматической деятельностью.

Основным источником получения информации о глубинной структуре и состоянии земной коры являются данные глубинных сейсмических зондирований (ГСЗ) и МОВ ОГТ, которые выполнены в значительных объемах на территории Сибирской платформы. Тем более что в последние десятилетия появились новые, нетрадиционные приемы обработки и интерпретации геофизических данных, позволяющие извлечь из них дополнительную геологическую информацию. Одним из таких путей является сейсмотомография на временных задержках первых волн, обеспечивающая на основе выявления характера распределения сейсмических скоростей в среде определение дополнительных особенностей структуры и строения земной коры. Подобная работа была проведена сотрудниками СНИИГИМС и изложена в [15].

Результаты обработки первых волн ГСЗ по способу сейсмотомографии на Сибирской платформе показали, что все выявленные на Сибирской платформе месторождения соотносятся в плане с относительно высоким положением поверхности М (36–42 км), в то время как в обширных зонах глубокого прогибания поверхности М (45–51 км) на настоящее время не выявлено ни одного месторождения углеводородов. Кроме того, известные месторождения приурочены к высокоскоростным блоками воздымания коро- мантийного субстрата сложного строения (базитовый слой) с положением кровли на уровне от 22 до 28 км; в створе скоплений УВ верхняя консолидированная кора отличается либо разуплотненностью, выраженной в виде понижения скорости продольных сейсмических волн, либо повышенной саличностью; нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения преимущественно приурочены к приподнятым формам рельефа поверхности кристаллического фундамента (от 1.5 до 3.0 км от дневной поверхности).

Приведенные материалы о характере сейсмического строения коры в створе контуров месторождений УВ, полученные методом сейсмотомографии, полностью подтверждают результаты наших комплексных исследований. Выработанные подходы и критерии могут быть использованы в качестве основы для создания принципиально новой технологии прогноза неизвестных ранее крупных зон нефтегазоаккумуляции.

Работа выполнена в рамках Программы Президиума РАН №24, раздела 1.3.1.: «Разработка критериев оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и механизмов, контролирующих нефтегазоаккумуляцию регионального масштаба».

ЛИТЕРАТУРА

1. Коваленко В.И., Наумов В.Б., Гирнис А.В., Дорофеева В.А., Ярмолук В.В. Канонические отношения элементов-примесей в базитовых магмах различных геодинамических обстановок (оценка по составам расплавных включений и стекол пород) // Докл. РАН. 2009. Т. 426, №2. С. 222–225.
2. Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панеях Н.А., Готтих Р.П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Докл. РАН. 2004. Т. 398, №6. С. 795–799.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Кулакова И.И. Геохимические особенности восстановленных флюидов щелочных пород Хибинского массива // Докл. РАН. 2006. Т. 407, №1. С. 82–87.
4. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Восстановленные флюиды в геологических разрезах нефтегазоносных площадей. Возможные источники и условия формирования // Материалы XIII Международной конференции по термобарогеохимии и IV симпозиума ARIFIS. М.: ИГЕМ РАН, 2008. Т. 2. С. 241–244.
5. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазонакопления // Геофизика. 2007. № 4. С. 49–60.
6. Семов В.Н. В поиске критериев региональной нефтегазоносности по особенностям глубинного строения земной коры // Геофизика. 2003. № 1. С. 59–68.
7. Рейснер Г.И., Шолпо В.Н., Савинский К.С. Комплексные геофизические методы оценки перспектив региональной нефтегазоносности // Геофизика. 1995. № 4. С. 21–24.
8. Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазонакопления на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов: Автореф. дис. Докт. геол.-минерал. наук. Казань, 2002. 46 с.
9. Булин Н.К., Егоркин Н.К. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. Москва. Центр ГЕОН, 2000. 193 с.
10. Детков В.А., Вальчак В.И., Горюнов Н.А., Евграфов А.А. Особенности строения земной коры и верхней мантии юга Сибирской платформы в сечении опорных маршрутов

Батолит и Алтай-Северная Земля // Модели земной коры и верхней мантии: материалы Междунар. науч.-практ. семинара. СПб, 2007. С. 26–31.

11. Рудницкая Д.И., Вальчак В.И., Старосельцев В.С., Горюнов Н.А., Щербаков В.А. Изучение глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий Восточной Сибири по сейсмическим данным // Геофизика. 2008. № 3. С. 13–17.

12. Шарков Е.В. Формирование расслоенных интрузивов и связанного с ними оруденения. М.: Научн. Мир, 2006. 364 с.

13. Летников Ф.А. Расслоенные магматические тела как результат проявления процессов самоорганизации // Петрология. 2001. Т. 9, № 3. С. 242–253.

14. Бондаренко М.А., Кольцова Т.Н., Сергиевский В.В. и др. Электрохимические исследования оксидных высокотемпературных сверхпроводников с различным типом проводимости // Докл. РАН. 1992. Т. 325, №1. С. 84–87.

15. Кузнецов В.Л., Сальников А.С., Титаренко В.В. Высокоскоростные блоки земной коры Сибири и их связь с месторождениями полезных ископаемых // Геофизика. 2011. № 6. С.11–21.

СТАТЬИ, ОПУБЛИКОВАННЫЕ В РАМКАХ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММЫ:

1. Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти // Докл. РАН. 2009. Т. 425, № 2. С. 222–227.

2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Каплан С.А., Галуев В.И. Геодинамические и флюидодинамические процессы в формировании аномальной консолидированной коры под Юрубчено-Тохомской зоной нефтенакопления Сибирской платформы // Докл. РАН. 2009. Т. 428, № 6. С.780–785.

3. Готтих Р.П., Лукин А.Е., Писоцкий Б.И. Парагенезис самородных элементов, интерметаллидов и нафтидов в глубокозалегающих горизонтах осадочного чехла Днепровского грабена // Докл. РАН. 2009. Т. 428, № 3. С. 376–381.

4. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакопления // Докл. РАН. 2010. Т.433, № 4. С. 507–511.

5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Галуев В.И., Каплан С.А. Строение консолидированной земной коры Камовского свода Сибирской платформы и возможные факторы формирования геофизических аномалий // Литосфера. 2010. №1. С.47–63.
6. Винокуров С. Ф., Готтих Р. П., Б. И. Писоцкий Б. И. Особенности распределения лантаноидов в смолисто-асфальтеновых фракциях один из геохимических критериев источников микроэлементов в нефти // Геохимия. 2010. № 4. С 377–389.
7. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Галуев В.И., Каплан С.А. Глубинные структурно-тектонические неоднородности земной коры и возможные процессы, связанные с нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением (геохимический аспект) // Отечественная геология. 2012. № 2. С.3–14.