

ИСТОЧНИКИ ВЕЩЕСТВА И ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗОНАХ РЯДА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ НА БАЗЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЕОХИМИИ МАЛЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Писоцкий Б.И.¹, Готтих Р.П.², Журавлев Д.З.³
1 – ИПНГ РАН, 2 – ВНИИГЕОСИСТЕМ, 3 – ГЕОХИ РАН

Задачи исследований по программе Президиума №27: изучение геохимических и изотопно-геохимических особенностей нефтяных систем, формировавшихся в обстановках древних платформ (Восточно-Европейская и Сибирская платформы), аккреционно-коллизийных областей (Тимано-Печорская провинция) и в условиях предгорных сооружений (Предкарпатский и Предуральский прогибы); анализ результатов глубинных сейсмических исследований, магнито- и гравиметрии с целью выявления особенностей строения консолидированной земной коры в районах размещения крупных зон нефтенакпления; комплексный анализ полученных материалов и материалов исследования геодинамического и структурно-тектонического развития различных областей.

В 2012–2013 годах проводились геохимические исследования, а на 2014 год запланированы анализ геофизических материалов и комплексная интерпретация полученных результатов.

Цель исследований – выяснение условий формирования крупных скоплений нефти и газового конденсата в различных геодинамических условиях на основе изучения геохимических (микроэлементных и изотопных данных) характеристик нафтидов и отражение процессов нафтидогенеза в геофизических полях.

На основе комплексной интерпретации материалов предполагается выработка критериев для выделения перспективных областей нефте- и газонакопления в условиях юга Сибирской платформы.

К объектам исследований относились нефти и рассеянные в породах твердые битумы различных регионов и вмещающие углеводороды породы.

Методы исследования включали в себя петрографию осадочных, метаморфических и изверженных пород, f-радиографию, термобарогеохимию, изотопию стабильных и радиогенных элементов, нейтронно-активационный анализ, масс-спектрометрию с индуктивно-связанной плазмой и сканирующую электронную микроскопию.

**Изучение геохимических и изотопно-геохимических особенностей
нефтяных систем, формировавшихся в обстановках древних платформ
(Восточно-Европейской и Сибирской)**

Выполненные исследования микроэлементного состава нефти различных регионов показали присутствие в ней эндогенной составляющей, а соотношения между средними содержаниями различных элементов позволили связать их геохимические характеристики с особенностями протекания в регионах геодинамических процессов с участием магм различного профиля, сопутствующих им флюидов, а также при участии гидротерм неочевидного происхождения. Подобная согласованность обусловлена тем, что магматизм, проявленный в регионах с различной геодинамической обстановкой формирования земной коры, имеет свою специфику, заключающуюся в степени газонасыщенности магм, соотношении между флюидными компонентами, геохимическим составом магм и, соответственно, их источников. Вполне вероятен и сценарий заимствования малых элементов нефтяными системами в процессе их миграции из пород консолидированного основания и осадочного чехла. В течение 2012 года исследовались нефти Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления, локализованные в рифейских карбонатных коллекторах Камовского свода Байкитской антеклизы, нефти из терригенных коллекторов Собинского месторождения Катангской седловины и Моктаконского месторождения Сурингдаконского выступа. Одновременно изучались битумоиды из пород ирэмэкэнской и вздрэшевской свит верхнего рифея, обогащенных органическим углеродом (более 10 мас.%) и рассматриваемых в качестве нефтематеринских. Максимальными концентрациями практически всех микроэлементов характеризуются нефти Камовского свода, промежуточное положение занимает нефть Собинского скопления, а в минимальных количествах микроэлементы содержатся в нефтях Моктаконского месторождения. Однако, несмотря на резкое различие в содержании микроэлементов, мультиэлементные спектры распределения их во всех изученных пробах нефти практически идентичны.

Ранее нами были выведены некоторые индикаторные отношения элементов-примесей в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти нефтегазаносных провинций, которые сопоставлялись с аналогичными индикаторными отношениями элементов-примесей во включениях базальтов различных геодинамических обстановок с целью

диагностики источников малых элементов в УВ скоплениях. В частности, были рассмотрены соотношения Zr/Y , Th/Yb , Zr/Nb , Nb/Ta . Индикаторные отношения, полученные для нефтей Сибирской платформы, оказались близкими с геохимическими индикаторами, полученными для базальтов внутриплитных обстановок. Этот вывод подтверждается и отношениями, полученными по средним содержаниям элементов, в новых пробах. В хондритнормализованных спектрах лантанидов нефти отмечается ряд особенностей: значимая дифференцированность РЗЭ в смолистой фракции нефтей Собинского, Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского месторождений и относительно низкая – в нефти Моктаконского месторождения; наличие положительной европиевой аномалии во всех изученных пробах с наиболее ярко выраженной аномалией в нефти Моктаконской площади. При этом спектры распределения РЗЭ в битумоидах из рифейских толщ отличаются от спектров, полученных для нефти, наличием отрицательной европиевой аномалии, что характерно для битумоидов аналогичных толщ различных возрастов. Отношение Eu/Eu^* в битумоидах составляет 0,7–0,5. Некоторые признаки участия эндогенной составляющей в формировании геохимического состава нефти не только Сибирской платформы, но и других регионов приводились нами ранее [1–8].

Для решения вопроса об источнике вещества для нафтидов проводился анализ поведения изотопных систем тяжелых элементов. Стоит заметить, что в зарубежной литературе данных по этому вопросу мало, а в отечественной они вообще отсутствуют. В основе геохимических исследований изотопии стронция в нефти лежит положение о том, что если источником микронепти является органическое вещество осадочных пород, то изотопные метки последнего должны наследоваться жидкими углеводородами. Справедливо это только для органического вещества, захороненного в карбонатных осадках, сохранивших первичную Sr-изотопную характеристику среды седиментации. В случае наличия в породах терригенной составляющей изотопный состав системы может изменяться за счет обмена в стадию диагенеза, но в пределах интересующих нас интервалов времени начальные соотношения изотопов стронция вполне сопоставимы с изотопным составом вод определенного периода. Впервые подобная работа по изучению характера поведения радиогенных изотопов в нефти и породах, обогащенных ОВ, была нами проведена для доманиковых комплексов Волго-Уральской провинции (геологический разрез Южно-Татарского свода). Изотопный состав стронция нефти не

соответствует изотопному составу ОВ доманикового горизонта, причем в составе последнего соотношение $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ниже морских на конец верхнего девона, что свидетельствует о наличии эндогенной составляющей в составе пород и ОВ. Данный вывод подтверждается и изотопным составом неодима ($\epsilon_{\text{Nd}}^{\text{T}} = 8,2$) битумоида. В отличие от битумоидов ОВ доманикового горизонта, нефти из девонских отложений Южно-Татарского свода более радиогенны в отношении ^{87}Sr , по времени своего формирования не соответствуют изотопным характеристикам битумоидов и, таким образом, несут на себе информацию об ином источнике вещества.

Характер вариаций отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в океанах рифея, в которых формировались как толщи с повышенным содержанием органического углерода, так и нефтенасыщенные коллектора Восточной Сибири, отличается от такового в океанах венда и фанерозоя с однонаправленным увеличением отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, начиная примерно с 650 млн лет.

В изотопной геохимии главная трудность заключается в доказательстве сохранности стронциевой изотопной системы со времени осадконакопления. В подавляющем большинстве случаев в ходе вторичных преобразований карбонатных и сульфатных пород происходит повышение изотопного отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ за счет «заражения» (через водные растворы) карбонатов более радиогенным стронцием силикатных обломочных и кристаллических пород. Полученные нами данные по изотопному составу нефти и битумоидов Восточной Сибири свидетельствуют об отсутствии заимствования рубидия и стронция нефтью из венд-кембрийских пород и рифей-кембрийских вод осадочного чехла региона. Не может быть заимствован стронций нефтью и из базальтов пермо-триасового возраста, поскольку отношение изотопов стронция в базитах ниже измеренных отношений в нефти.

Противоречит сценарию наследования нефтью изотопных составов органического вещества и изотопный состав неодима. Возможно, в изученных пробах нефти мы имеем смешение изотопных составов стронция трех источников: стронция ОВ нефтематеринских пород рифейского возраста, флюидов пермо-триасовых основных пород и стронция метаморфических пород фундамента архейско-раннепротерозойского возраста в период пермо-триасового тектоно-магматического этапа, причем роль ОВ нефтематеринских толщ минимальна.

О реальности процесса смешения изотопных систем различных источников могут свидетельствовать реликты флюидов, законсервированные в породах фундамента Куюмбинской и Юрубченской площадей, а также практически во всех вскрытых архейско-раннепротерозойских комплексах Непско-Ботубинской антеклизы. Температуры поступавших восстановленных флюидов на уровне кровли кристаллического фундамента на разных площадях составляли от 320 до 210 °С, что хорошо согласуется со степенью карбонизации сосуществующих с реликтами битумов. Естественно полагать, что на более глубоких уровнях геологического разреза температуры флюидов были еще выше, что способствовало перестройке изотопной системы слюд и полевых шпатов, заимствованию из них флюидами изотопов рубидия и стронция. Смешение изотопных систем флюидов, гранитоидов, ОВ рифейских толщ и могло привести к формированию составов изученных нефтей. Естественно, что степень заимствования как дочерних, так и материнских изотопов во многом определялась динамикой миграции флюидов из очагов и уровнем «стояний» последних. В одних случаях заимствование было существенным, в других – нет, и изотопный состав нефти приближался к изотопному составу флюида.

Изучение геохимических и изотопно-геохимических особенностей нефтяных систем, формировавшихся в аккреционно-коллизийной обстановке Тимано-Печорского региона

Исследования были посвящены изучению особенностей микроэлементного состава битумов и нефти провинции с целью выяснения процессов их образования. Изучались битумы, отобранные в пределах Войского, Нямедьского (Ижемского) и Бадьёльского месторождений, и рассеянные битумы из керна скважин, пробуренных в пределах Средне-Макарихинского, Омра-Сойвинского (Бадьёльского), Надеюского нефтяных и Западно-Соплесского газоконденсатного месторождений. Для сравнения геохимических особенностей битумов и нефти рассмотрены данные по асфальтенам нефти Ярегского, Западно-Тэбукского, Северо-Сарембойского, Лабоганского скоплений и смолисто-асфальтовым фракциям нефти Средне-Макарихинского месторождения. Битумы Нямедьского и Бадьёльского скоплений наследуют геохимическую специализацию нефти района, отмечается лишь превышение в уровне накопления Мо и U. В рассеянных битумах типа керита-антраксолита, по сравнению с фракциями нефти соответствующего района, имеет место обеднение транзитными элементами (V, Cr, Co,

Ni) и существенное, до порядка и более, обогащение высокочargedными (Ti, Y, Zr, Nb, REE, Hf, Th и особенно U) элементами.

Исследование углеродистых веществ региона с использованием сканирующего электронного микроскопа JSM-5610LV, оснащенного спектрометром INCA Energy 450, позволило выяснить природу повышенного содержания литофильных элементов, и прежде всего урана, в некоторых типах рассеянных битумов. В отраженных электронах в битумах наблюдаются шарообразные выделения уранинита с примесью кальция, серы и фтора; блестящие, часто угловатые разномзернистые выделения ауэрлита; оксиды или сульфиды свинца. Показано, что радиоактивные элементы отлагались совместно с битуминозной фазой в результате эволюционного преобразования общей для них флюидной системы. Одновременный процесс обособления битуминозного вещества и выделения в нем урансодержащих минералов позволил определить время трещинообразования и консервации флюидов. Использование масс-спектрометра MAT-261 и метода изотопного разбавления для определения концентрации Pb и U для Pb/U-датирования позволяют говорить о киммерийском времени образования урансодержащих битумов (203–220 млн лет) и отнесении их к единой генетической линии. Приуроченность металлоносных битумов к минеральным жилам дает основание связать процесс их образования с действием гидротермальных углекислотных флюидов, формирующихся в зонах разрывных нарушений. Синтез битуминозных веществ из углеводов возможен в термодинамически неравновесной расслаивающейся гидротермальной системе с восстановителями в процессе вертикальной миграции. Распад же карбонильных комплексов металлов в восстановительной обстановке и осаждение карбонатов приводят к связыванию части металлов из флюидных систем в элементоорганические соединения. Последующая трансформация органических макромолекул в твердое состояние и стягивание металлов к центрам кристаллизации из определенного объема первоначально вязкого исходного битуминозного вещества объясняют появление микровыделений минералов.

Существенная раздробленность геологических разрезов в пределах рассматриваемых битумных рудников и других площадей обусловлена проявлением интенсивных тектонических процессов и, вероятно, связана с началом раскола Пангеи. В результате тектоно-сейсмических процессов происходило переформирование залежей нефти и газового конденсата. Вертикальная сопряженность в геологических разрезах

распределения остаточной нефтенасыщенности девонских коллекторов и битумных полей в каменноугольных отложениях в пределах Нямецкой и Бадёльской площадей указывает на расформирование девонских скоплений углеводородов за счет выноса в верхние горизонты нефтяных компонентов, растворенных в различных соотношениях в метане и его гомологах. Резкое падение давления в газонасыщенной системе в приповерхностных условиях обусловило выпадение твердых битумов и их неравновесный состав, представленный смесью различных классов углеродистых веществ. Подтверждением данного предположения служат геохимическая идентичность асфальтенов нефти и асфальтитов полей, многочисленные пустоты в битумах, образовавшиеся после отделения газа. Продолжающиеся тектоно-термальные процессы на территории Тимано-Печорской провинции с возможной сменой векторов напряжений уже приводили к формированию гидротермальных эксфильтрационных систем литофильной, прежде всего урановой, специализации, наложившихся на битумные скопления рудников и давшие начало рассеянному в породах высококарбонизированному ураноносному битуму. Среди рассеянных и концентрированных форм локализации углеродистых веществ выделяются битумы Надейюского месторождения, расположенного в пределах вала Гамбурцева Варандей-Адзвинской структурной зоны. В битуме из керна скважин при близких содержаниях по отношению к асфальтенам нефти V, Cr, Co, Ni отмечается высокое, более чем на порядок, концентрирование высокозарядных элементов и Sr, причем Th/U-отношение в асфальте превышает единицу. Последний фактор сближает данный асфальт с битумами, рассеянными в геологических разрезах нефтяных месторождений Сибирской платформы. Аналогично высокие, впервые встреченные при изучении геохимии нефти содержания Hf, Rb и Sr, наряду с положительным отношением тория к урану, определены и в асфальтенах нефти Лабоганского месторождения. Скопление нефти приурочено к валу Сорокина, отделяющего по системе протяженных (до 240 км) разломов северо-западного простирания Варандей-Адзвинскую зону от Хорейверской впадины.

Таким образом, поля асфальтитов и асфальтов в пределах Нямецкого и Бадёльского рудников образовались за счет разрушения залежей погруженной газонасыщенной нефти с последующим наложением на скопления битумов ураноносных восстановленных гидротермальных растворов. Рассеянные углеродистые вещества в кальцитовых прожилках генетически не связаны со скоплениями нефти. Битумы востока

территории могли образоваться при прорыве в верхние горизонты разреза глубинных газоконденсатных систем, формирующихся в специфических условиях больших глубин.

Изучение геохимических особенностей нефтяных систем, формировавшихся в пределах предорогенных прогибов (Предуральского и Предкарпатского)

Объекты исследований были выбраны согласно представлениям о существенной роли тектоно-сейсмических факторов в формировании скоплений углеводородов в поднадвиговых зонах предорогенных прогибов. В пределах Предкарпатского прогиба были изучены нефти Кохановского и Лопушнянского месторождений Внешней зоны прогиба, а также нефти Орлов-Уличского, Бориславского и Мельничанского месторождений, образующих достаточно локальный узел, и нефти Довбушанского месторождения Внутренней зоны прогиба. Пробы нефти Предуральского прогиба специально отбирались вдоль сейсмического глубинного профиля №8, соединяющего профили Уралсейс и Татсейс.

Среди нефтей Предкарпатского прогиба отчетливо выделяются пробы, относящиеся к его Внешней зоне: нефти Кохановского и Лопушнянского месторождений. Первые отличаются максимальными содержаниями V, Mo, Re и минимальными содержаниями Cr, Mn, Zn, Nb, Cd, Cs, Ba, Tl, Pb, Bi, а асфальтены Лопушнянского месторождения являются наиболее металлсодержащими. В общем виде, по сумме геохимических индикаторов нефти Внешнего прогиба отличаются от нефти Внутреннего прогиба. Вместе с тем из асфальтенов проб нефти Внутреннего прогиба уверенно выделяются асфальтены Довбушанского месторождения юго-восточной части прогиба по повышенным содержаниям Sc, Ti, V, Ni, Cu, Zn, Cd, Hf, Ta, W, Tl, Pb, U.

Степень фракционирования лантанидов в асфальтенах нефти Предкарпатского прогиба различна (La_N/Yb_N от 63 до 18), что, видимо, определяется разностью давлений в нефтяных системах (глубиной формирования геохимических особенностей). Знак европиевой аномалии во всех изученных пробах превышает единицу ($Eu/Eu^*=1.6$ и 2.0).

Для нефти аллохтона Внутреннего прогиба к нефтематеринским породам традиционно относят органическое вещество менилитовых отложений олигоцена, но, как было отмечено, нефти Довбушанского скопления существенно отличаются от «бориславской группы», в пределах которой также отмечается ряд различий. Источник же вещества нефти для юрско-мелового автохтона еще менее определен. Изотопный состав

углерода нефти Предкарпатской провинции относительно близок ($\delta^{13}\text{C} = -25.5 \pm -27.1\text{‰}$ аллохтон и $-25.3 \pm -30.2\text{‰}$ автохтон). Нефти автохтона отличаются отрицательными значениями состава серы ($\delta^{34}\text{S} = -1.6 \pm -7.5\text{‰}$), а величина изотопного состава водорода ($\delta\text{D} = -120 \pm -150\text{‰}$ аллохтон и $-60 \pm -120\text{‰}$ автохтон) незакономерно перекрывается [Лукин, 2008 г.].

Таким образом, для диагностики источника части вещества в нафтидах Предкарпатской нефтегазоносной провинции необходимы дополнительные исследования.

Нефти Предуральского прогиба, отобранные из геологических разрезов Башкирского антиклинория (девон-пермских коллекторов), различаются близостью геохимического состава и степенью дифференцированности системы по отношению $\text{La}_\text{N}/\text{Yb}_\text{N}$ (22-32). Вместе с тем наличие отрицательной европиевой аномалии ($\text{Eu}/\text{Eu}^* = 0.4-0.8$) сближает изученные нефти с нефтью Тимано-Печорского региона и существенно отличает от нефти Южно-Татарского свода. Судя по предварительному анализу материалов МОВ ОГТ, геологический разрез Предуральского прогиба представляет собой интенсивно дислоцированную геологическую среду, корни которой (дислоцированности) достигают границы М.

Совместный анализ геохимических особенностей изученных нефтей предгорных прогибов выявил как существенные различия между ними, так и элементы подобия, особенно в «коровой» составляющей.

Таким образом, проведенные в 2012–2013 годах исследования геохимических и изотопно-геохимических особенностей нафтидов четырех регионов (нефтегазоносных провинций) позволили впервые выявить особенности их составов, которые могут определяться геодинамическими режимами становления земной коры.

1. Установлено, что нефти не наследуют геохимические особенности органических веществ того или иного региона, захороненного на определенных стадиях седиментогенеза.

2. Изотопный состав нефти в Rb-Sr и Sm-Nd систематиках указывает на полигенный источник вещества нефтеобразующих систем, определяющий нефтегазоносность территорий на тех или иных этапах проявления тектоно-магматических и тектоно-сейсмических процессов.

Дальнейший комплексный анализ геохимических и глубинных геофизических материалов позволит разработать новые критерии для прогноза территорий, областей и геологических разрезов нефтенакопления в различных регионах на УВ-сырье.

ЛИТЕРАТУРА

- 1.. *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 .
2. *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.
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., 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.
5. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакопления // Докл. РАН. 2010. Т.433, № 4. С. 507–511.
6. *Готтих Р.П., Писоцкий Б. И., Плотникова И.Н.* Информативность малых элементов в нефтяной геологии // Георесурсы. 2012 5. С.24-31.
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.
8. *Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Naumko I.M., Sveshnikov K.I.* Geochemical Peculiarities of Some Bitumen Materials of the Hidrothermal Stage of Granitoid Magmatism // Doklady Earth Sciences, 2012, Vol. 445, Part 1, pp. 827–832.