

газовой фазы вошли также магматические флюиды гранитоидов (в том числе S-типа) и метаморфические с графитом кристаллических сланцев, в которых содержание метана может достигать 30 мол. %. Мантийные флюиды и флюиды мантийных магм характеризуются следующими параметрами:  $T = 750\text{--}13000$  С и давлениями 1.5–16.0 кбар. Состав преимущественно углекислотный, сменяющийся на углекислотно-водный с примесью метана, азота и сероводорода при понижении  $P$ - $T$  условий. Гидротермальные растворы верхней земной коры с температурами 50 ~ 7000 С и давлением 0.001~4.0 кбар имеют переменный состав газовой составляющей с преобладанием углекислоты.

Преимущественно углекислотный или углекислотно-водный состава эндогенных флюидов, вполне согласуется со степенью окислительно-восстановительного состояния мантии и консолидированной коры, во много определяемого именно плейст-тектоническими событиями. В настоящее время известно, что где-то до уровня порядка 200-250 км породный субстрат характеризуется  $fO_2 \sim QFM$  при которой устойчивыми являются только окисленные флюидные системы. Данные вопросы будут рассмотрены в докладе.

Вместе с тем, в створе нефтяных и газоконденсатных скоплений УВ, с уровня кристаллического основания, отмечаются следы миграции восстановленных флюидов сложного состава, ответственных за формирование залежей. Обычно температуры гомогенизации включений (следов миграции флюидов) превышают температуры кондуктивного прогрева недр. На примере двух регионов: Байкитской антеклизы Восточной Сибири и Тимано-Печорской провинции в докладе будут показаны условия и различия в образовании нефтеобразующих систем.

Как известно, нефть и растворенные в ней газы представлены системой C – H – O – N – S, включая инертные газы и металлоорганические соединения. Источники элементов достаточно надежно определяются изотопными методами. Соотношения между стабильными (C – H – O – S) изотопами в большинстве своём указывают на коровый источник гидротермальных флюидов и их производных, участвующих как в рудо- так и в нефтеобразовании.

В докладе кратко будет представлена информативность гелиевых отношений в нефти и даны некоторые примеры использования Sm-Nd и Rb-Sr систематик для идентификации источников металлов в нефтях.

**Ярослав ГРИБИК**

## **ТЕКУЩИЕ ЗАДАЧИ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ БЕЛАРУСИ**

Институт природопользования НАН Беларуси, г. Минск  
e-mail yaroslavgribik@tut.by

В Беларуси установлены Припятский, Оршанский и Брестский осадочные бассейны. Последние два характеризуются незначительной мощностью осадочного чехла (до 1,5-1,7 км), развитием в разрезе древних (верхнепротерозойско-нижнепалеозойских) осадочных комплексов, отсутствием

региональных выдержанных флюидоупоров, что позволяет на сегодняшний момент эти регионы оценивать как возможно нефтеперспективные. В их пределах продолжается дальнейшее геолого-геофизическое региональное изучение.

Припятский осадочный бассейн размером 250 x 130 км является западной частью Днепровско-Припятского авлакогена и связан с Припятским герцинским палеорифтом с мощностью осадочного чехла до 6,5 км. В Припятской нефтегазоносной области (НГО) установлено 81 месторождение нефти и 2 месторождения газовых конденсатов, сосредоточенных на 250 залежах. В разрезе установлено два основных – межсолевой и подсолевой нефтегазоносные комплексы и два менее значимые – подсолевой терригенный и верхнесоленосный комплексы.

По последней ресурсной оценке традиционного углеводородного сырья из 355 млн тонн извлекаемых ресурсов нефти – 132 млн тонн добыто, 53 млн тонн разведано на месторождениях, что соответствует обеспеченности при современном уровне добычи нефти 1,45 млн тонн на 36 лет. Большая часть (около 90 %) залежей нефти приурочена к верхнедевонским карбонатным коллекторам, содержащихся при оценке запасов в коллекторах с пористостью более 4,5-5 %.

Учитывая удовлетворение годовой потребности для нужд хозяйственной деятельности собственными средствами на треть, остро стоит вопрос о повышении добычи нефти для снижения зависимости от внешней поставки. Это предоставляется возможным выполнить при решении следующих задач, стоящих перед нефтяной геологией Беларуси:

- совершенствование метода подготовки нефтеперспективных структур сейсмическим способом, позволяющим регистрировать кроме гипсометрических параметров формы ловушки также внутреннюю структуру резервуара с элементами емкостных свойств;

- расширение стратиграфического диапазона нефтеперспективных объектов Припятской НГО и кроме традиционно доказанных межсолевого и подсолевого карбонатного комплексов поиски, оценка, вовлечение в разработку залежей в верхнесоленосном, подсолевом терригенном комплексах, а также по аналогии с ДДВ – породах кристаллического фундамента;

- продолжить опытные исследования на разрабатываемых месторождениях по оценке технологических возможностей освоения современными средствами низкоемких пластов, принимавшихся ранее в качестве неколлекторов с дальнейшей аналитической оценкой их ресурсного потенциала;

- выполнить региональные исследования с бурением параметрических скважин на недостаточно изученных участках Припятского прогиба, а также неоднозначных по нефтеперспективности Оршанского и Брестского бассейнов.