

ственно пополнить их систематический состав и в будущем разработать по ним региональные биозональные шкалы.

1. Голубцов В. К. Триасовые отложения Припятского прогиба / Тр. Всес. совещ. по пересмотру унифицир.схемы мезозоя. Л.: Гостоптехиздат, 1960.
2. Геология СССР. Т. III. Белорусская ССР / Под ред. П. А. Леоновича. М.: Недра, 1971. 456 с.
3. Стратиграфические и палеонтологические исследования в Белоруссии. Мн.: Наука и техника, 1978. 248 с.
4. Геология Беларуси / Под ред. А. С. Махнача, Р. Г. Гарецкого, А. В. Матвеева и др. Мн.: Ин-т геологических наук НАН Беларуси, 2001. 815 с.
5. Стратиграфические схемы докембрийских и фанерозойских отложений Беларуси: Объяснительная записка. Мн.: ГП «БелНИГРИ», 2010. 282 с.

УДК 550.4

ПРЕОБРАЗОВАНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ ЗОНЫ ГИПЕРГЕНЕЗА

С. А. Пунанова¹, Р. З. Мухаметшин²

¹ Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина 3, 119333 Москва, Российская Федерация; runanova@mail.ru

² Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, ул. Кремлёвская 18/ 4, 420008 Казань, Российская Федерация; geoeng111@yandex.ru

Согласно вертикальной эволюционной зональности образования и преобразования углеводородов (УВ), связанной с увеличением глубины, температурного градиента, давления и типа исходной органики, в осадочном разрезе земной коры происходит трансформация состава генерированных в недрах УВ систем – от тяжёлых к лёгким нефтям и конденсатам. Существуют представления о стадийности процессов нефте- и газообразования, поэтому степень преобразованности исходного органического вещества (ОВ) необходимо оценивать на любых этапах нефтегеологических исследований. Вторичные процессы, обусловленные поднятиями земной коры и гипергенными преобразованиями, приводят к существенным и необратимым изменениям физико-химических свойств и состава нефтей, в данном случае к их утяжелению; также отмечаются изменения в содержании микроэлементов (МЭ) [1–5].

Генетическая диагностика первичных (не преобразованных) и вторично изменённых (биodeградированных) нафтидов, залегающих в сходных геологических условиях, имеющих часто близкие физико-химические свойства и даже единый химический тип, а также выявление критериев, характеризующих геохимические особенности каждой генетической группы УВ флюидов, представляет научную и практически значимую задачу.

Биodeградированные нафтиды вторично изменены процессами гипергенеза. Трансформациям в зоне гипергенеза может быть подвержена нефть любой стадии преобразования. В результате процессов разрушения нефти биodeградируют, изменяется и затухевывается генетический код, обусловленный исходной биомассой.

Процесс биохимической эволюции существенно меняет облик нефти. По мере усиления степени деградации происходит последовательное удаление определённых УВ соединений (*n*-алканов, изопреноидов, регулярных стеранов, гопанов). Биodeградация включает несколько стадий (уровней) воздействия на состав флюида с различной степенью деструкции классов УВ соединений. Шкалы биodeградации нефтей с характеристикой их уровней приведены в работах J. K. Volkman и др. (1983), K. E. Peters и др. (1991), В. А. Каширцева и др. (1993, 2001), Т. А. Попович (2003). Суммирование полученных этими авторами данных и результатов анализа природных моделей позволяет выделять пять основных стадий деструкции соединений УВ: I – лёгкая (малая, слабая); II – средняя (умеренная); III – высокая (сильная, экстенсивная); IV – очень высокая (очень экстенсивная); V – сверхвысокая (сверх-экстенсивная, экстремальная). К примерам нефтей, испытавших лёгкую стадию биodeградации, относятся нижнекаменноугольные нефти Уиллистонского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и кайнозойские нефти Гвинейского НГБ. Нижнемеловые нефти Западно-Канадского НГБ, миоценовые нефти Старо-Грозненского месторождения (Средне-Каспийский НГБ). Меловые нефти Северо-Восточного НГБ Бразилии прошли лёгкую и среднюю стадии биodeградации. Эоценовые нефти и битумы НГБ

Юинта, нижнеюрские нефтиды НГБ Морондова (о. Мадагаскар), кайнозойские нефти бассейнов США Галф-Кост и Калифорнии, мезозойские нефти НГБ Карнарвон (Австралия), миоценовые нефти Сахалина (Северо-Восточный НГБ), палеозойские и протерозойские битумы Оленёкского поднятия (Восточная Сибирь), пермские битумы Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода (Волго-Уральский НГБ) подверглись высокой и очень высокой степеням биодеградации [4].

Наиболее информативными геохимическими показателями, способными продемонстрировать принципиальные отличия гипергенных флюидов от скоплений нефтидов другого генезиса, наряду с УВ составом, являются концентрации и соотношения микроэлементов (МЭ), таких как V, Ni, Co, Mo, Zn, Fe, U и др., и металлопорфириновых комплексов – Vp и Nip, связанных с тяжёлыми смолисто-асфальтовыми компонентами нефтей [1–3, 5]. Материалом для обобщений данных по МЭ составу нефтидов зон гипергенеза послужили исследования, проведённые непосредственно авторами (метод атомной абсорбции, Spersord AAS-3) по Волго-Уральскому и Тимано-Печорскому НГБ, а также Бузачинскому своду (Казахстан) и Афгано-Таджикской впадине (Таджикистан). Кроме того, проработан большой аналитический материал по нефтям и твёрдым битумам НГБ России, США, Канады, Бразилии, Венесуэлы и Нигерии. В результате вторичных изменений нефтей при восходящей миграции флюидов в зоне гипергенеза сформированы крупные и гигантские месторождения тяжёлых нефтей и природных битумов в Западной Канаде, Восточной и Западной Венесуэле, США, России и других регионах (табл.).

Таблица – Основные регионы развития нефтидов зоны гипергенеза

НГБ, нефтегазоносные области (НГО), структурные элементы	Основные месторождения и возраст нефтегазоносного комплекса	Тектоническая характеристика региона	Содержание МЭ в нефтидах зоны гипергенеза, мг/кг*	
			V	Ni
Западно-Канадский НГБ	Пис-Ривер, Вабаска, Атабаска; K ₁	Древние плиты (краевые системы платформ, граничащие с выходами фундамента или примыкающие к складчатым областям)	168 **290	80 **120
НГБ Юинта-Пайсенс (США, шт. Юта), НГБ Скалистых гор	Асфальт-Ридж, Уайтрокс; Р-Т, J ₂ , K ₁ – верхний палеоген		110	30
Восточно-Венесуэльский (Оринокийский) НГБ	Офисина, Тембладор, Герро-Негро; К, олигоцен-плиоцен		182 **470	72 **90
Тимано-Печорский НГБ: Ухто-Ижемский вал, Варандей-Адзвинская структура	Усть-Войское, Ижемское, Усинское, Ярегское; D, C-P		253	100
Волго-Уральский НГБ: Мелекесская впадина, Южно-Татарский свод	Нурлатское, Апальчинское, Сугушлинское; C ₁ , P ₁ , P ₂		900 **1 200	100 **340
Лено-Тунгусский НГБ, Лено-Алданская НГО, Оленекский свод	Оленекское; PR ₂ , J ₃		124 **3 640	53,6 **640
Южно-Мангышлакская НГО, Бузачинский свод	Сев. Бузачи, Каражанбас; J ₂ , K ₁	Эпипалеозойские молодые плиты	70–384	50–164
Сурхан-Вахшский НГБ, Афгано-Таджикская впадина	Учкызыл, Хаудаг, Кошкар; палеоцен, бухарский пласт	Впадины эпиплатформенных орогенов	570	170
Западно-Венесуэльский (Маракаибский) НГБ	Западная Мара, Мара, Бочакеро; K, палеоген-неоген	Межскладчатые области, альпийские подвижные пояса	216–1 000 **935–1 250	96 **110–150

Примечание: * – усреднённые данные; ** – содержание V и Ni в природных битумах [4].

Типизация нефтей по содержанию «биогенных» элементов (V, Ni, Fe) и физико-химическим свойствам выявила существенные отличия гипергенно изменённых нефтей в общем цикле нефтидогенеза. Они выделены нами [2, 4] в самостоятельный класс и являются нефтидами, вторично обогащёнными МЭ, значительно отличаясь от класса нефтей, первично обогащённых МЭ. Это ванадиевый (V > Ni > Fe) или железистый (Fe > V > Ni) типы нефтей, в которых генетический показатель – отношение V/Ni > 1. Содержание «биогенных» элементов – V и Ni в нефтях многих месторождений превышает соответственно 100 и 50 мг/кг. Концентрации Mo, Cu, Zn, Re и др. также повышены (от 0,1 до 4 мг/кг). Нефти биодеградируются, тяжёлые (плотность в среднем 0,954 г/см³), смолистые (сумма смол и асфальтенов 29 %), сернистые (4,2 %) – усреднённые данные. Залежи этого типа часто связаны с бассейнами древних и молодых плит и тяготеют к небольшим глубинам (менее 1,5 км), но могут

быть также приурочены к тектонически мобильным областям земной коры – авлакогенам, краевым прогибам, межгорным впадинам.

На территории России перспективы освоения месторождений природных битумов или нафтидов зоны гипергенеза связаны в основном с пермскими отложениями центральных районов Урало-Поволжья (на них приходится более половины суммарных ресурсов природных битумов страны), ресурсы которых только в Татарстане составляют по различным оценкам от 4 до 7 млрд т, из которых 10–15 % приходится на запасы (Р. Х. Муслимов, 1999, 2011). Республика по состоянию изученности месторождений этой группы нафтидов занимает в РФ ведущее место: здесь сосредоточено 9/10 разведанных и предварительно оцененных запасов страны (И. М. Климушин, 1998). В тектоническом плане ареал распространения скоплений битумов охватывает в основном Мелекесскую впадину и Южно-Татарский свод. Битумоносны и продуктивны залегающие на глубинах до 400 м терригенные и карбонатные породы-коллекторы уфимского и казанского ярусов, а также карбонаты нижнепермского возраста (главным образом сакмарского яруса).

Диапазон изменения МЭ показателей определяется степенью биodeградации, которая в свою очередь обусловлена историей геологического развития региона и типом исходного ОВ. Комплексное использование органических (УВ состав и биомаркеры) и неорганических (МЭ состав) критериев вторично преобразованных флюидов позволяет прогнозировать товарные качества нефтей, как УВ сырья и их металлоносность, а также более обоснованно проводить оценку перспектив нефтегазоносности регионов, выявляя плохую сохранность и деградацию залежей, и одновременно обогащение нафтидов промышленно значимыми, но токсичными металлами. Месторождения нафтидов, подвергшихся процессам гипергенного преобразования, часто являются промышленно ванадиеносными (содержание V превышает в десятки и сотни раз кларковые значения и достигает уровня промышленных рудных концентраций) и рассматриваются [3, 4] как комплексное сырьё для добычи УВ и сопутствующих им металлов.

1. Мухаметшин Р. З., Каюкова Г. П. Геохимические аспекты формирования залежей нефти и газа Южно-Татарского свода // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Докл. межд. конф. СПб: ВНИГРИ, 2000. С. 234–240.

2. Мухаметшин Р. З., Пуанова С. А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.

3. Мухаметшин Р. З., Пуанова С. А. Нетрадиционные источники углеводородного сырья: геохимические особенности и аспекты освоения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 28–32.

4. Пуанова С. А., Виноградова Т. Л. Геохимические особенности гипергенно преобразованных нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 10. С. 27–30.

5. Пуанова С. А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.

УДК 550.4

ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ТЕРРИТОРИИ УКРАИНЫ

Г. И. Рудько

Государственная комиссия Украины по запасам полезных ископаемых, ул. Кутузова 18, 01133 Киев, Украина;
rudko@dkz.gov.ua; office@dkz.gov.ua

Нефтегазовая промышленность Украины сегодня, без сомнения, играет ключевую роль не только в составе отечественного топливно-энергетического комплекса, но и всей экономики в целом. Обеспечение достаточного уровня развития нефтегазового комплекса выступает необходимым условием стабильного развития любой страны. Поскольку сегодня Украина в значительной степени зависит от импорта энергоресурсов, прежде всего, природного газа, первоочередной задачей для нашей страны является поиск новых источников энергетического обеспечения.

Нефтегазоносность регионов Украины обусловлена особенностями их геологического строения, геодинамической эволюции. Многие исследователи подтвердили связь между тектоникой литосферных плит и закономерностями размещения месторождений углеводородов. В разных регионах было