

МЕТАЛЛОГЕНИЯ НАФТИДОВ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

С. А. Пуанова

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

В работе проанализировано содержание микроэлементов (МЭ) в нефтях из палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений по многим нефтегазоносным бассейнам (НГБ) на основе данных более 1 000 проб нефтей [1–3]. В обобщённом виде фактический материал изображен на диаграмме (рис. 1), на которой показано распределение ранжированных 19 элементов в наиболее рудоносных нефтях месторождений бывшего СНГ. Максимальное содержание определённого элемента в нефти выражено высотой столбца, в поле которого вписаны регионы с максимальным и высоким содержанием этого элемента в нефти.

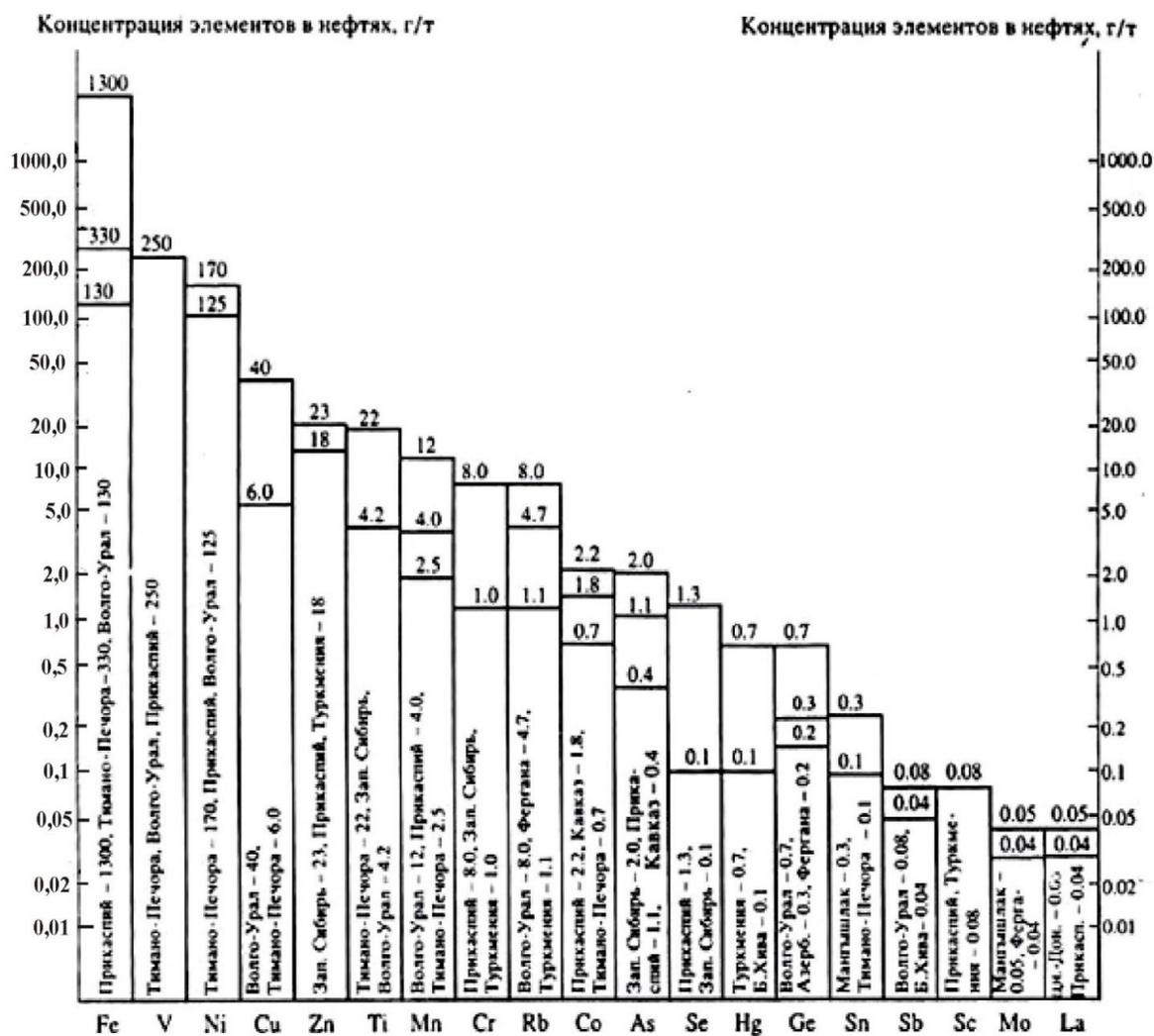


Рисунок 1 – Распределение максимальных концентраций 19 элементов в наиболее рудоносных нефтях России и бывших республик СССР

Основываясь на данных приведённого графика, можно разделить элементы по их содержаниям в нефтях на три группы: 1. Элементы, концентрация которых в нефтях составляет более 10 мг/кг – Fe, V, Ni, Cu, Zn, Ti, Mn. 2. Элементы, содержание которых в нефтях колеблется от 10 до 1 мг/кг – Cr, Pb, Co, As, Se. 3. Элементы, содержание которых меньше 1 мг/кг – Hg, Ge, Sn, Sb, Sc, Mo, La.

Анализ фактического материала позволил дать оценку содержаниям МЭ в нефтях месторождений большинства НГБ и выявить залежи с повышенными концентрациями промышленно важных металлов. Сюда входят как нефти месторождений Восточно-Европейской платформы – Волго-Урала (Татария, Башкирия, Ульяновская обл. – месторождения Зимницкое, Уратьма, Шавьяды), Тимано-Печоры (месторождения Ярега, Западный Тэбук, Средняя Макариха, Салюка), а также Прикаспия (Бузачинская группа поднятий – месторождения Каражанбас, Бузачи, Жалгизтюбе), Южно-Таджикской впадины (месторождения Хаудаг, Кокайты).

В качестве параметров сравнения приняты степени концентрирования МЭ каустобиолитами (Q_i) и их золами (Q_i^A) по сравнению с их средним содержанием в глинистых породах (K). Элементы, для которых величины $Q > K$, названы по Я. Э. Юдовичу и др. [4, 5] характеристическими или типоморфными. По сравнению с другими каустобиолитами, минеральное вещество нефтей наиболее обогащено МЭ и характеризуется максимальным числом типоморфных МЭ. Оно отличается от углей и сланцев как числом всех типоморфных МЭ, так и количеством МЭ, характерных только для одного вида каустобиолита. В работе приведены типоморфные элементы в минеральном веществе нефтей месторождений осадочных бассейнов различного геоструктурного типа (бассейны древних и молодых плит и гетерогенные), характеризующихся палеозойским, мезозойским и кайнозойским возрастом вмещающих отложений.

Максимальное количество МЭ в нефтях попадает в интервал $Q_i^A = 10-100$, также достаточно много элементов имеет значение Q_i^A от 100 до 1 000. Минеральное вещество нефтей палеозойского возраста некоторых регионов содержит значительные количества V и Ni. Так, по V величина Q_i^A для палеозойских нефтей Волго-Урала составляет 1246, Тимана – 881,5. Эти величины для нефтей из мезозойских и кайнозойских отложений существенно ниже, колеблясь для нефтей различных регионов от 2,3 (Мангышлак) до 96,1 (Дагестан). Однако не всегда нефти палеозойских отложений имеют такие высокие величины Q_i^A , а нефти мезозойских и кайнозойских – низкие. Нефти девонских отложений Припятской впадины также характеризуются низким содержанием МЭ, а нефти кайнозоя Южно-Таджикской депрессии – очень высоким. В разновозрастных вмещающих отложениях нефти могут значительно различаться по концентрации МЭ, тогда как в тектонически однородных регионах, характеризующихся сходством степени мобильности территории и близким онтогенезом, нефти даже разновозрастных отложений имеют близкие концентрации МЭ.

Анализ свидетельствует о том, что нефти, обогащенные МЭ, характерны для центральных частей древних и молодых плит, впадин эпиплатформенных орогенов (Ферганская, Южно-Таджикская), а с низкими концентрациями – для нефтей окраинных впадин в теле древних и молодых плит (Нижнее Поволжье, Бухаро-Хивинская область). Разброс и разнообразие содержания V и Ni в нефтях, а также связь концентраций элементов с физико-химическими свойствами нефтей мы показали на картах плотности нефтей, содержания V, Ni, серы, смол и асфальтенов в нефтях (например, по V; рис. 2).

Донецкой и Припятской впадин. Таким образом, повышенные концентрации V и Ni имеют нефти платформенных областей. Особенно низкими концентрациями V и Ni отличаются нефти геосинклинального борта краевых прогибов, впадин как в теле древних плит (Припятская и Днепровско-Донецкая), так и сформировавшихся по разломам в теле молодых плит (Челябинский грабен), а также нефти впадин в пределах постплатформенного орогена (Ферганская). Низкое содержание V и Ni имеют также нефти Скифской и Туранской платформ, т. е. молодых плит, граничащих с альпийской геосинклиной, а также нефти Прикаспийской впадины, т. е. граничной зоны Восточно-Европейской платформы.

Таким образом, нефти нижних горизонтов осадочного чехла тектонически активных областей характеризуются пониженным содержанием V и Ni, а также других МЭ. Вероятнее всего, это можно объяснить большой подвижностью нефтей, длительными и частыми их перемещениями в этих зонах и потерями ими на путях миграции МЭ, приуроченных к тяжёлым асфальтово-смолистым компонентам, и при этом хорошей изоляцией нефтей от агентов поверхностного окисления, а также их образованием в зонах повышенного катагенного фактора (при жестких термобарических условиях).

Нефти верхней части нефтеносного разреза по условиям залегания резко отличаются от нефтей нижней части нефтеносного разреза. В районах альпийского тектогенеза, где интенсивность движения нефтей была наиболее высокой, а условия консервации скоплений нефти и газа в верхней части разреза не обеспечивали надёжной изоляции их в пределах осадочной толщи, возможны явления перетока флюидов из нижних горизонтов в верхние. В то же время, большая раскрытость недр позволяла улетучиваться наиболее лёгким и наиболее подвижным компонентам нефти, и агенты гипергенеза оказывали на нее значительное действие.

Выявленные особенности размещения месторождений УВ с различными содержаниями МЭ позволяют провести типизацию нефтей по их обогащённости МЭ в связи с процессами онтогенеза УВ.

1. *Нефти главной зоны генерации, первично обогащённые микроэлементами.* Содержание «биогенных» элементов – V, Ni и Fe составляет 70–150 мг/кг. Нефти генерированы сапропелевым органическим веществом (ОВ) морского генезиса (средней стадии преобразованности (МК₁–МК₃¹). По преобладанию V характеризуются как ванадиевые ($V/Ni > 1$) с высоким содержанием МЭ и металлопорфириновых комплексов (МПК). Первичное исходное ОВ уже в диагенетическую стадию обладало высокими концентрациями МЭ (V, Ni, Co, Mo, Cr, Zn и др.), тесно связанных со смолами, асфальтенами и серой. Залежи нефти приурочены к платформенным областям и залегают в относительно спокойных тектонических условиях на небольших глубинах (например, нефти из девонских и каменноугольных отложений Волго-Урала, Тимано-Печоры, из верхнеюрских отложений Западной Сибири).

2. *Нефти зоны ранней генерации, первично обедненные микроэлементами.* Содержание «биогенных» элементов – V, Ni и Fe, как правило, меньше или равно 10 мг/кг. Первые места в концентрационном распределении в этих нефтях занимают Ni, Fe, Cu, Pb, Zn, Br и др. элементы, связанные с лёгкими, масляными компонентами. Содержание Ni в нефтях, как правило, выше содержания V ($V/Ni < 1$); аналогичное отношение характерно и для МПК ($Vp/Nip < 1$). Нефти ранней генерации образуют самостоятельную группу флюидов никелевой металлогении. Они слабо преобразованы (ПК₁–МК₁), раннекатагенетические, нефтеносного основания, довольно тяжёлые и смолистые, залегающие на небольших глубинах (например, нефти из отложений

сеномана Западной Сибири, верхних частей разреза Западной Камчатки, Восточного Сахалина, карбонатно-терригенных фаций межсолевых девонских отложений Припятского прогиба, Азербайджана, Западной Туркмении, нефти озёрных фаций Китая и др.).

3. *Нефти зоны гипергенеза, вторично обогащённые микроэлементами.* Содержание V, Ni и Fe может превышать 150 мг/кг. Это обычно ванадиевый ($V > Ni > Fe$) или железистый ($Fe > V > Ni$) типы нефтей. Нефти гипергенно преобразованы, биодеградированы, тяжёлые, высокосмолистые. Основное обогащение нефтей МЭ происходит в результате потери нефтями лёгких фракций. Залежи нефтей часто связаны с платформенными областями, расположены на небольших глубинах (менее 2 км) – нефти пермского возраста Волго-Урала (Башкирия, Татария) и Тимано-Печоры, юрско-мелового возраста Бузачинского свода и др. Кроме этого, они могут быть приурочены к тектонически мобильным областям, рифтовым зонам, авлакогенам, краевым прогибам, межгорным впадинам, альпийским подвижным поясам (например, палеогеновые нефти и битумы Западно-Венесуэльского НГБ).

Анализ результатов исследований по воздействию гипергенеза на МЭ состав нафтидов позволил нам сгруппировать регионы с учётом их тектонической принадлежности и показать пределы изменения содержаний наиболее изученных элементов (V и Ni) в нефтях, затронутых и не затронутых преобразованием, а также в природных битумах, являющихся продуктами максимального проявления действия гипергенеза.

Нефти и природные битумы, имеющие рудные концентрации элементов, например, V, U, Re, Mo и др., являются промышленно металлоносными и представляют большой интерес как комплексное сырьё для добычи УВ сырья и промышленно значимых металлов.

4. *Нефти зоны катагенеза, вторично обеднённые микроэлементами.* Содержание «биогенных» элементов – V, Ni и Fe, как правило, меньше 10 мг/кг. Тип нефти – никелевый ($Ni > Fe > V$) или железистый ($Fe > Ni > V$).

Направленность изменений ОВ пород и нефтей на больших глубинах, связанная с катагенетическими процессами вплоть до стадий апокатагенеза, обусловлена их облегчением, потерей гетероатомных, асфальтово-смолистых компонентов, соответствующим падением их комплексобразующей способности, вызывает перераспределение МЭ и МПК. При этом в нафтидах накапливаются МЭ, связанные преимущественно с углеводородной частью, и снижается концентрация МЭ, ассоциированных с тяжёлыми компонентами. В результате происходит уменьшение величин отношений – V/Fe , V/Cu , V/Pb , Ni/Cu и др. Залежи катагенно преобразованных нефтей сформировались при длительном и устойчивом погружении вмещающих пород, залегают на больших глубинах в условиях хорошей изоляции. В тектоническом плане это месторождения нефтей молодых платформ, граничащих с областями альпийской складчатости (Туранская и Скифская платформы – Бухаро-Хивинская, Южно-Мангышлакская и Прикумско-Сухокумская нефтегазоносные области). Подобные нефти характерны и для окраинных впадин в теле древних платформ (Днепровско-Припятская, Нижнее Поволжье). Эти выводы были подтверждены и экспериментальными исследованиями по изменению МЭ состава ОВ пород в процессе их прогрева до 400 °С [6].

Типизация нефтей по содержанию «биогенных» МЭ выявила в процессе нафтидогенеза существенные отличия нефтей ранней генерации от гипергенно изменённых. Незрелые нефти обеднены МЭ и образуют провинции никелевой метал-

логении. Гипергенно преобразованные нефти и генетически связанные с ними природные битумы отличаются высокими, вплоть до промышленных, концентрациями МЭ и создают металлогенические провинции ванадиевого типа. Совокупность рассмотренных геохимических характеристик и генетическая диагностика флюидов являются основой прогноза их качественного состава и фазового состояния, а также способствует совершенствованию методов оценки перспектив нефтегазоносности. Существование нефтей с различной металлогенией, таким образом, связано с составом исходного ОВ и с вторичными процессами преобразования УВ флюидов в ходе геологической истории развития НГБ.

Доклад подготовлен в рамках выполнения государственного задания: тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазовых осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», АААА-А-16-116022510269-5.

Библиографические ссылки

1. Пунанова С. А. Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 1974. 218 с.

2. Бабаев Ф. Р., Пунанова С. А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. М.: ООО «Изд. Дом Недра», 2014. 181 с.

3. Пунанова С. А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью: дисс. ... д-ра геол.-мин. наук. М., 2017. 288 с.

4. Юдович Я. Э. Геохимия ископаемых углей. Л.: Наука, 1978. 264 с.

5. Юдович Я. Э., Кетрис М. П. Элементы-примеси в чёрных сланцах. Екатеринбург: УИФ «Наука», 1994. 304 с.

6. Пунанова С. А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов // Геохимия. 1998. № 9. С. 959–972.

УДК 550.4:662.8

РУДНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ И ВОЗМОЖНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

С. А. Пунанова

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

Сланцы являются породами смешанного литологического состава, состоят из алевритовой и пелитовой фракций, обладают сланцеватостью и высоким содержанием органического вещества (ОВ). Проницаемость сланцев, как правило, ниже 1 мД, минимально 0,01–0,001 мД. Чёрные сланцы – тонкоплитчатые тонкозернистые осадочные породы чёрного или бурого цвета, ОВ (от 8 до 20 %) сапропелевого типа значительной стадии преобразования. Количество глинистой фракции, как правило, не превышает 30 % объёмных. При содержании ОВ ниже 8 % чёрные сланцы переходят в разряд обычных глинистых или глинисто-карбонатных пород. Именно чёрные сланцы, называемые ещё доманикитами, по представлениям геохимиков – типичные нефтематеринские свиты. В мире известны многочисленные аналоги классического типа черносланцевых нефтематеринских формаций: доманикиты – доманиковый горизонт (среднефранский ярус верхнего девона) Волго-Уральского и Тима-