

МАТРИЧНАЯ НЕФТЬ – КАРБОНАТНЫЙ АНАЛОГ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Скибицкая
ИПНГ РАН, e-mail: skibitchka@mail.ru

В конце 1980-х годов при исследованиях остатков из сепарационного оборудования и образцов керна Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения были выделены высокомолекулярные компоненты (ВМК), которые состоят из озокерито- и церезиноподобных образований, асфальтенов, смол, твердых парафинов и углеводородов нефтяного ряда.

Детальное изучение компонентного состава и свойств ВМК привело к открытию нового вида углеводородного сырья, названного «матричной нефтью» (рис. 1).

Состав и генезис

Исследования закономерностей катагенетического преобразования пород и органического вещества в карбонатных продуктивных отложениях нижней перми и карбона Оренбургского НГКМ показано, что отложения этих месторождений являются нефтегазоматеринскими. Керогеноподобный нерастворимый органический полимер в породах относится к нефтяному керогену II типа ($H/C = 1,43$ и $O/C = 0,14$), а продуктивные отложения находятся в интервале катагенеза органического вещества: конечная стадия ПКЗ – стадия нефтяного окна (МК1 – начало МК2) [1–2].

В связи с этим, есть все основания нефть, рожденную в плотных [tight] разностях карбонатного резервуара Оренбургского месторождения, отнести матричную нефть к карбонатному аналогу сланцевой нефти.

Чем более незрелой является матричная нефть, тем больше содержится в ней ВМК и тем меньше жидких углеводородов. Эта незрелая нефть генетически связана с субкапиллярнопоровыми разностями карбонатного природного резервуара. С увеличением степени зрелости матричной нефти, то есть с увеличением степени преобразованности высокомолекулярных компонентов в ряду асфальтены – смолы – масла – более легкие жидкие углеводороды, в ней увеличивается процентное содержание жидких углеводородов, уменьшается содержание высокомолекулярных компонентов, и матричная нефть становится жидкой и потенциально подвижной. При этом, не перемещаясь, она оказывается в более крупнопоровой части матричного коллектора, формируя скопления, обогащенные жидкими разностями нефти, называемые в американской «сланцевой» литературе «sweet spots». Преобразование матрицы от

низкопоровой субкапиллярно-поровой до высокопоровой крупнопоровой происходит одновременно с процессами созревания матричной нефти в силу химической связи органической и неорганической составляющих в составе карбонатноорганического полимера (КОП).

С переходом в паровую (газоконденсатную) фазу части легких углеводородов, равновесной содержанию жидких углеводородов в матричной нефти и пластовым условиям (PVT), оставшаяся жидкая часть матричной нефти становится более вязкой и значительно менее подвижной. Степень заполнения такой нефтью, несмотря на ее высокое содержание, в крупнопоровом коллекторе меньше порога фильтрации, а низкая фазовая проницаемость матричной нефти не позволяла добывать ее вместе с газом и конденсатом на начальных стадиях разработки месторождения.

Вот почему более 30 лет активной разработки Оренбургского НГКМ не выявили залежи матричной нефти. И только на последних стадиях разработки, когда падение пластового давления привело к ретроградному выпадению из паровой в жидкую фазу основной части газоконденсата, матричная нефть обрела свою, ранее потерянную подвижность, что проявилось в резком потемнении цвета до темнокоричневого и утяжелении до 0,85–0,89 г/см удельного веса добываемого конденсата.

Неоднородное строение карбонатного резервуара обусловлено фаціальными особенностями осадконакопления и связано с формированием пелитоморфного кальцита и (или) доломита. Наиболее плотные участки резервуара образуются в результате преимущественного накопления карбонатных илов с незначительной примесью глинистых минералов. Подобные особенности седиментогенеза определяют эволюцию карбонатного материала и погребенного вместе с ним органического вещества.

Уже на первых, самых ранних, стадиях диагенеза образуется коллоидная система, обеспечивающая формирование карбонатно-органических полимеров. При этом пелитоморфный и кристаллический карбонатный материал (кальцит и доломит) и рассеянное органическое вещество в процессе постседиментационных преобразований формируют кристаллические полимеры, в то время как карбонатный ил и диспергированные остатки биогенного вещества образуют аморфные полимеры.

Основой кристаллических КОП являются надмолекулярные образования глобулярной структуры, представляющие собой структурное и химическое единство неорганической и органической составляющих (рис. 2). Несмотря на структурное и

химическое единство, органическая и минеральная составляющие КОП имеют свои особенности преобразования при изменении РТ-условий.

В результате полимеризации, конденсации и поликонденсации органической компоненты до нерастворимого органического полимера (НОП) в составе преобразующегося КОП, а затем постепенного преобразования НОП до асфальтенов, смол, масел и более легких углеводородов нефтяного ряда формируется коллоидное гомогенное состояние карбонатно-органического полимера (рис. 3). Преобразование карбонатной составляющей, постепенно очищающейся от продуктов преобразования нерастворимого органического полимера, приводит к увеличению степени кристаллизации КОП. Противоборство этих процессов определяет последовательную смену коллоидного и кристаллического состояний КОП. Дальнейшее преобразование органической составляющей приводит к повышению концентрации высокомолекулярных компонентов и формированию новых порций низко- и среднемолекулярных углеводородов, которые, покидая пределы кристаллических КОП, формируют газоконденсатную залежь. Эти процессы продолжаются вплоть до полного исчерпания генерационного потенциала органической составляющей кристаллического КОП, что приводит к перестройке и последующему разрушению полимера с преобразованием КОП в традиционный карбонатный кристаллический природный резервуар.

По-иному складывается эволюция аморфных карбонатно-органических полимеров, которые уже в раннем диагенезе формируют зоны или очаги аморфных КОП. Аморфные карбонатноорганические системы характеризуются меньшей энергией межмолекулярных взаимодействий и менее плотной упаковкой макромолекул. Подобные параметры аморфных КОП исключают масштабные процессы кристаллизации.

Свойства

При изучении кернового материала нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных отложений (более 2100 образцов) выявлены сингенетичные продуктивным отложениям месторождения высокомолекулярных компонентов, содержание которых достигает в ряде случаев 5–6% от объема пород.

Исследование свойств высокомолекулярных асфальтенов, смол, парафинов и масел аморфного очага КОП позволило установить их уникальную способность сорбировать значительные количества низко- и среднемолекулярных углеводородов. В отличие от кристаллических КОП они не «сбрасываются», а остаются в очаге аморфных КОП. Так,

поглощение асфальтенами метана составляет 130 м³/т, пропана – около 1000 м³/т, бутана более 1500 м³/т [1]. Как видно из рис. 4, тонна спиртобензольных смол может удерживать до 870 кг гептана [2]. Чрезвычайно высокой сорбционной способностью по отношению к гептану обладают парафины и масла (до 2,5 тонн и до 1,8 тонн соответственно).

Строение аморфных КОП и высокая сорбционная активность высокомолекулярных компонентов определяют формирование углеводородов в пределах изолированного очага «*in situ*». Очаг аморфных КОП является физико-химической ловушкой. Образующиеся в результате преобразования органической составляющей аморфных КОП низко- и среднемoleкулярные углеводороды не могут покинуть место своего рождения, так как удерживаются высокомолекулярными асфальтенами, смолами, парафинами, маслами. Более того, очаг является ловушкой для углеводородных и неуглеводородных продуктов дегазации Земли.

Матричная нефть является первичным продуктом эволюционных преобразований органической компоненты КОП и в то же время очаг аморфных КОП активно улавливает и удерживает продукты углеводородной дегазации Земли. Матричная нефть содержит аномально высокие концентрации биогенных и абиогенных металлов и микроэлементов (цинк – 20 г/т, стронций – 10 кг/т, тантал – 10 г/т, галлий – до 200 г/т, бор – 200 г/т и др.) (рис. 5), что объясняется как способностью живого вещества аккумулировать различные химические элементы из среды обитания, так и аномальными сорбционными особенностями высокомолекулярных компонентов КОП, что позволяет им удерживать диффундирующие из мантии микроэлементы и соединения. Присутствие в Оренбургском НГКМ мантийного гелия также можно объяснить уникальной сорбционной способностью высокомолекулярных компонентов.

Таким образом, матричная нефть – это минерально-биогенная углеводородная система, генетически и структурно связанная с матрицей резервуара, формирование и эволюция которой проходила в пределах единого очага (*in situ*). Она состоит из углеводородных и неуглеводородных соединений, содержит значительное количество сингенетических высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, парафинов, масел), аномально высокие концентрации уникального комплекса микроэлементов и металлов и включает гигантские количества сорбированных метана, этана, пропана и конденсата. Матричная нефть имеет большой запас свободной энергии и высокий генерационный потенциал.

Следует особо подчеркнуть, что матричная нефть является новой разновидностью углеводородного сырья, установленного в пределах карбонатных резервуаров газоконденсатных месторождений. Ресурсы матричной нефти выявлены впервые и поэтому не учитывались при традиционном подсчете запасов. По заключению экспертной комиссии ГКЗ МПР РФ от 3 июня 2005 года, ресурсы матричной нефти Оренбургского НГКМ составляют 2,56 млрд тонн нефтяного эквивалента.

Открытие матричной нефти – это новый пласт знаний о, казалось бы, известных процессах и существенный вклад в концепцию полигенеза. Особенности ее формирования подтверждают основные положения гипотезы биогенного образования углеводородов. Присутствие в очагах матричной нефти продуктов глубинной дегазации приводит к сонахождению в пределах одного месторождения органических и неорганических компонентов.

Проект «Матричная нефть»

Цель проекта «Матричная нефть газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений»: расширение возможностей обеспечения стабильной работы Оренбургского газохимического комплекса; увеличение компонентоотдачи на ОНГКМ; увеличение и качественное преобразование минерально-сырьевой базы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Матричная нефть ГКМ и НГКМ – это трудноизвлекаемые ресурсы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Разработка проекта «Матричная нефть газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» на Оренбургском НГКМ находится на стадии опытного внедрения уже созданных и разработки новых инновационных технологий и относится к числу крупных инновационных проектов, которые должны быть включены в программу инновационного развития отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н., Прибылов А.А., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А., Кубышкин А.П., Ширт М.Я. Сорбция бутана, пропана, этана, метана и диоксида углерода на асфальтене // Журн. физ. хим. 2006. Т. 80, № 7. С. 1250-1256.

2. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Вульфсон А.Н., Зекель Л.А., Прибылов А.А. Сорбция метана и этана в высокотемпературных смолах при сверхкритических температурах в области закона Генри // Журн физ. хим. 2007. Т. 81, № 5. С. 1-7.

ПРИЛОЖЕНИЕ

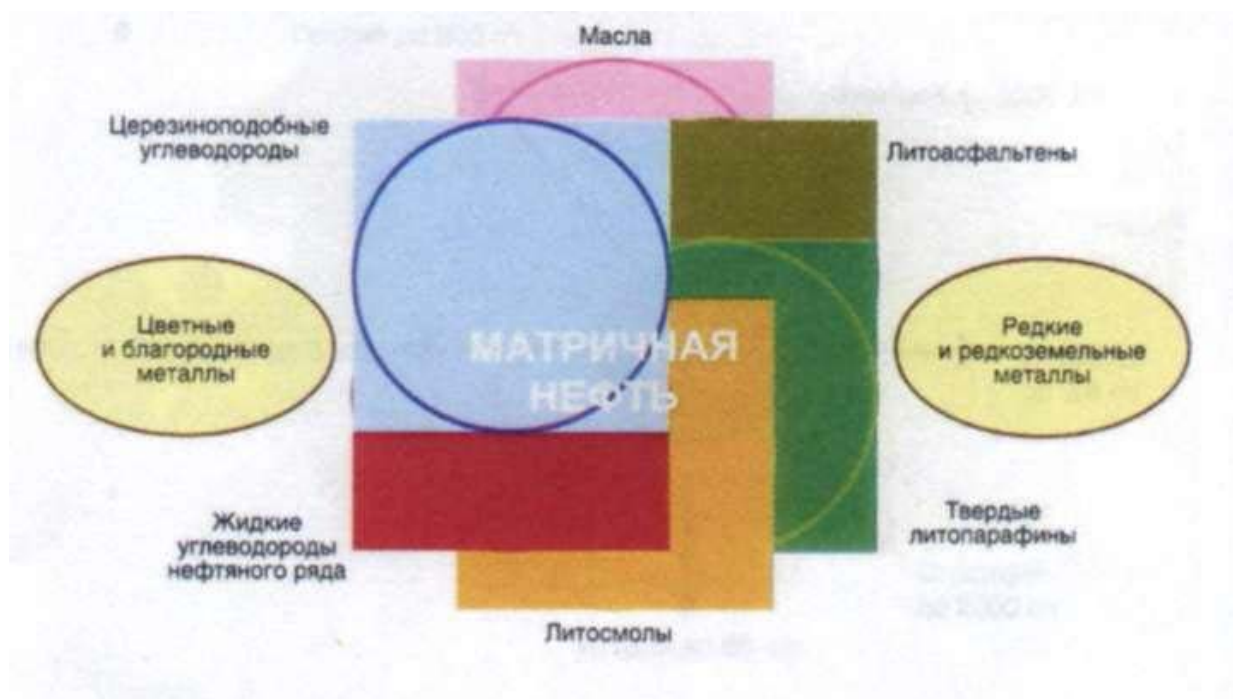


Рис. 1. Состав матричной нефти Оренбургского НГКМ

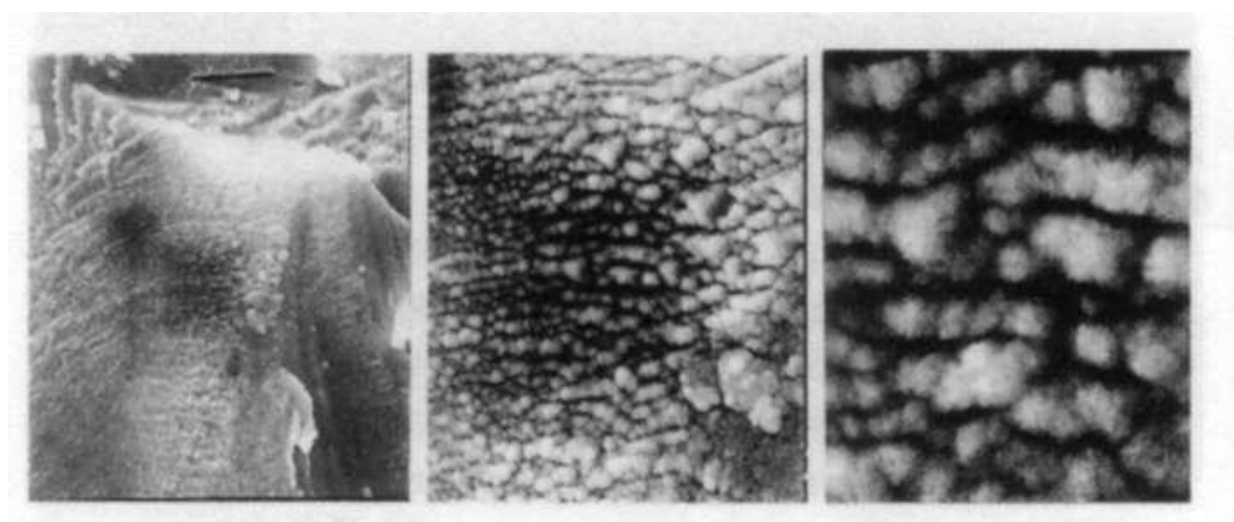


Рис. 2. Глобулярная структура карбонатно-органических полимеров (увел. 10000, 30000, 100000). Скв. 311 ОНГКМ

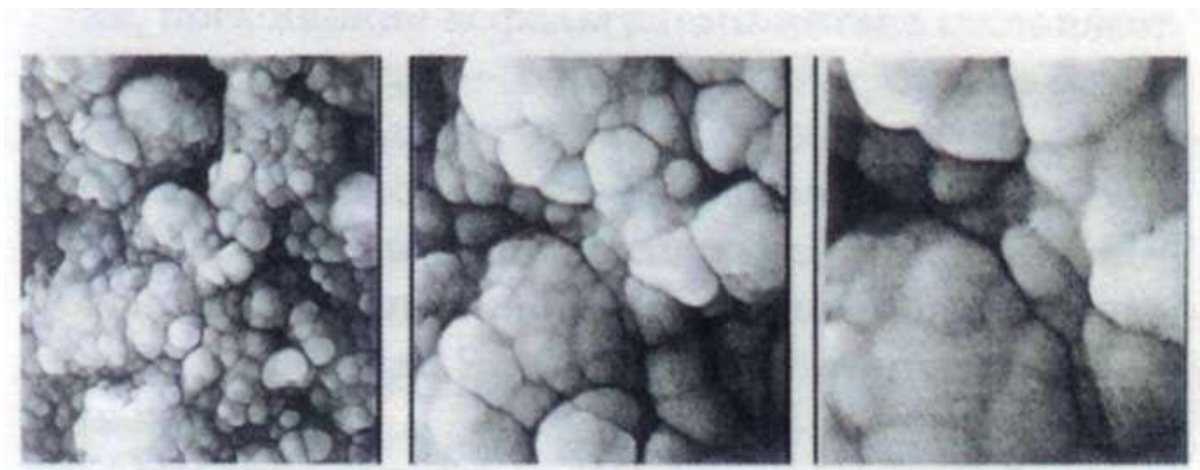


Рис. 3. Коллоидная структура аморфных карбонатно-органических полимеров (увел. 10000, 30000, 60000). ОНГКМ. (пористость – 16,9%, содержание ВМК – 3,8% (масс), в том числе асфальтенов – 80%, смол – 15%, масел – 5%)

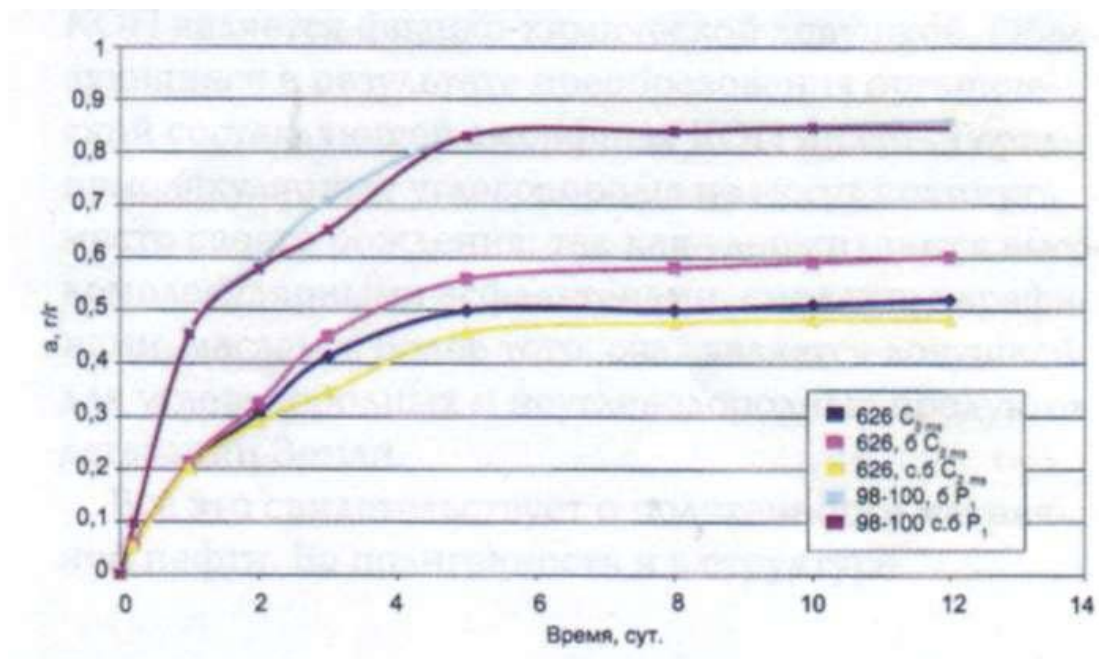


Рис. 4. Кинетика сорбции паров гептана смолами, выделенными из керна скважины Оренбургского НГКМ

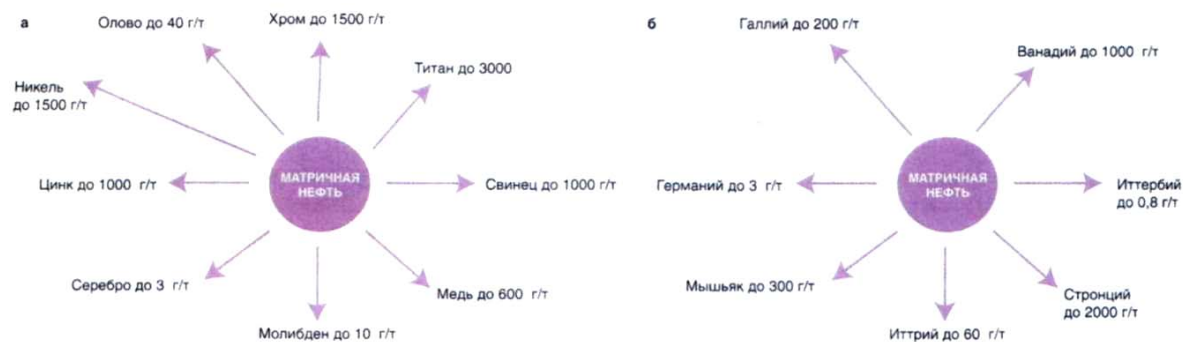


Рис. 5. Концентрации цветных, благородных (а), редких и редкоземельных (б) металлов в ВМК матричной нефти ГК и НГК месторождений