

СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ РОССИИ

А.Н. Дмитриевский
ИПНГ РАН, E-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Стремительный рост добычи сланцевой нефти и сланцевого газа в США является значительным технологическим достижением.

Разработка месторождений сланцевой нефти Eagle Ford по общей оценке американских специалистов и аналитиков является одним из самых значительных событий в истории развития нефтедобычи в США. В октябре 2014 г. США вышли на первое место в мире, когда суточная добыча нефти превысила 10,5 млн баррелей. Добыча сланцевого газа в 2014 г. превысила 280,0 млрд м³.

Как известно, сланцевые углеводороды связаны с плотными низкопроницаемыми резервуарами.

В России нефть из низкопроницаемых пород баженовской свиты была открыта в 1967 г. Основная добыча нефти баженовской свиты реализуется на Салымском, Ем-Еговском, Правдинском, Средне-Назымском, Гальяновском и Маслиховском месторождениях. Большой опыт разработки баженовской свиты накоплен специалистами ОАО «Сургутнефтегаз». Большой вклад в изучение особенностей строения и нефтеносности баженовской свиты внесли сибирские ученые Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович и др. [1, 3–5].

По оценке US Energy Information Administration суммарные технические и технологически извлекаемые запасы сланцевой нефти России связаны с баженовской свитой и составляют 75,0 млрд баррелей.

Перспективы освоения нетрадиционных ресурсов нефти связываются также с доманиковой формацией Волго-Уральской области и Тимано-Печорской провинции. Они также установлены в абалакской, куандинской, хадумской свитах, аналоги сланцевой нефти выявлены в тюменской, ачимовской, тутлеймской, шаимской и игримской свитах различных регионах страны. В Оренбургской области открыто месторождение матричной нефти, которое с некоторой долей условности можно отнести к карбонатному аналогу сланцевой нефти.

Большая площадь распространения обусловлена образованием баженинов в эпиконтинентальном гигантском бассейне с однотипными условиями бассейнового

осадконакопления, но разнообразной фациальной обстановкой, которая определяла различное соотношение однотипных, но разных литологических типов пород баженовских отложений в каждом отдельном регионе. Выполненные различными исследователями попытки обобщения строения баженитов приводят к устойчивому соотношению с преобладанием кремнистых и глинистых пород с неизменно высоким содержанием органического вещества (20 и более процентов) и подчиненным значением карбонатных пород, в основном в нижних частях разреза баженовской свиты на границе с абалакской свитой. Повышенное содержание карбонатного материала сопровождается формированием трещин и каверн.

Природные резервуары баженовской свиты имеют толщину 16-32 м, реже 50-70 м, залегают на глубинах 2,0-3,0 км и занимают более 60% площади Западной Сибири. Продуктивные участки характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами, их проницаемость составляет не более 0,01 мкм², пористость 2-3%, реже 5-8%. Нефть баженовской свиты легкая и малосернистая. Продуктивными являются верхнеюрские отложения.

Изучение коллекторских свойств пород баженовской свиты (пласт Ю₀), выполненное в ЗапСибНИТНИ, СибНИИИП, ВНИГРИ, позволило установить, что общая пористость в неэкстрагированных образцах изменяется от 3 до 14%. Диаметр пор и поровых каналов варьирует от 10 до 4000 Å и в среднем составляет 40 Å.

По данным ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана» (Ю.А. Кузьмин, Н.В. Судат), вычисленные значения трещинной емкости по шлифам для матрицы по Салымскому месторождению изменяются от сотых долей до 1,6%. По методу «двух растворов» трещинная емкость составляет в среднем по разрезу около 0,15–0,30%.

Несмотря на десятилетия научных исследований, многие вопросы геологического строения, особенностей нефтеносности, геохимии, литологии и строения баженовской свиты требуют дальнейшего изучения.

Далеки от решения проблемы распределения ресурсов нефти в локальном и региональном планах, а также особенности размещения нефти в баженовских породах. Актуальным является создание новых инновационных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти баженовской свиты.

Баженовская свита имеет чрезвычайно сложное строение. Основное отличие баженовской свиты – повышенное содержание органического вещества (более 20%),

высокая неравномерная и часто очаговая нефтенасыщенность продуктивных зон, что определяет резкие колебания начального дебита добывающих скважин, а также затрудняет прогнозирование нефтеносности, выбор оптимальных направлений поисковых работ и размещение добывающих скважин. Добыча нефти из высокопродуктивных зон баженовской свиты часто характеризуется высокой продуктивностью скважин до 300,0-500,0, а иногда и до 700,0 тонн в сутки, а также резким падением дебита скважин, это – обычное явление при добыче сланцевой нефти, описанное в американской технической литературе. Высокие дебиты скважин определяются развитием очаговых зон с благоприятными условиями формирования легкой нефти, называемых в сланцевой литературе «swit spots», а «пустые» скважины связаны с суперплотными разностями аргиллитов.

Перспективы освоения сланцевых углеводородов в пределах Восточно-Европейской платформы связаны с доманиковой формацией Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций.

Площадь распространения доманиковой формации только в Тимано-Печорской провинции превышает 200 тыс. км². Формация стратиграфически приурочена к отложениям верхнего девона (от семилукского горизонта до фаменского яруса).

Отложения доманиковой формации образовались в глубоководном морском бассейне в результате длительного некомпенсированного прогибания с низкими скоростями седиментации тонкопелитового материала. Они представлены темными битуминозными аргиллитами, переслаивающимися с темными битуминозными известняками местами окремнелыми. По данным [6–7], отмечается высокое содержание ОВ сапропелевого типа (СНК-0,5-40%). По содержанию СНК различают доманикиты (5–22%) и доманикоиды (0,5–5%). Фациальный состав достаточно разнообразен, а распределение ОВ крайне неравномерно. Толщина формации изменяется от 0 до 100 метров.

Депрессионная толща Муханово-Ероховского прогиба, по данным Г.Ф. Ульмишека, состоит из переслаивающихся пачек, богатых органикой пород доманика и бедных органикой тонкодетритовых известняков. Первые образовались в основном из планктона, медленно отлагавшегося в бескислородной среде в глубоководном бассейне при высоком стоянии уровня моря и отсутствии источников сноса.

Каждая пачка детритового известняка представляет собой потенциальный резервуар, перекрытый и подстилаемый нефтематеринскими породами доманика, которые также могут содержать скопления нефти. Депрессионная толща содержит 10–15 подобных резервуаров, часть из которых может содержать ресурсы, подобные открытым в плее Баккен (США). Продуктивными могут быть и известняки и нефтематеринские породы, аналогичные сланцам формации Баккен.

Петрографические, петрохимические и геохимические характеристики пород депрессионной толщи и формации Баккен весьма близки. И депрессионная толща Муханово-Ероховского прогиба и формация Баккен характеризуются достаточно высоким аномальным пластовым давлением, которое отсутствует в подстилающих и перекрывающих слоях. Это свидетельствует об их гидродинамической изоляции, столь обычной для продуктивных нетрадиционных резервуаров.

Проведенные учеными ВНИГРИ оценки ресурсов углеводородов в сланцевых формациях Тимано-Печорской провинции составляют 114,0 млрд т нефти, в том числе 8,3 млрд т технически извлекаемой нефти и газа 34,0 трлн м³ газа, в том числе 4,8 трлн м³ технически извлекаемого газа. В Волго-Уральской провинции при общих ресурсах нефти 142,0 млрд тонн на долю технически извлекаемой нефти приходится 9,5 млрд т, а из общих ресурсов газа 29,0 трлн м³ доля технически извлекаемого газа составляет 3,5 трлн м³. Всего для доманиковой формации Русской платформы доля технически извлекаемой нефти превышает 17,8 млрд тонн и газа – 8,3 трлн м³.

Куонамская формация нижнего и среднего кембрия установлена в пределах Оленекского района восточной части Сибирской платформы. В статье О.М. Прищепы и др. [7] она описывается как битуминозная карбонатно-сланцевая формация, а в работе [2] она отнесена к горючесланцевой формации, сложенной глинисто-карбонатными и кремнисто-глинистыми породами. Мощность формации уменьшается почти в два раза от периферии к центру Оленекского бассейна, где она составляет 25–30 м. Породы куонамского комплекса испытали катагенетические преобразования, соответствующие начальному мезокатагенезу МК₁(Д) или переходному от МК₁(Д) к МК₂(Г).

Температуры максимальных выходов УВ по результатам пиролиза керогена находятся в интервале 428–441°C. Это позволяет сделать вывод о том, что ОВ куонамского комплекса достигло главной фазы нефтеобразования.

По данным [2, 7], отложения куонамской формации по площади распространения пород с высокими концентрациями ОВ не имеют себе равных как в отложениях нижнего и среднего кембрия, так и во всем разрезе докембрия и палеозоя Сибирской платформы.

Куонамская свита Сибирской платформы отнесена учеными ВНИГРИ к перспективным сланцевым формациям, ресурсы которой составляют 22,0 млрд т нефти, в том числе 1,7 млрд т технически извлекаемой нефти и 11,2 трлн м³ технически извлекаемого газа.

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».

Исследования закономерностей катагенетического преобразования пород и органического вещества в карбонатных продуктивных отложениях нижней перми и карбона Оренбургского НГКМ показали, 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 ПК₃ – стадия «нефтяного окна» МК₁ – МК₂.

В связи с этим, есть все основания нефть, рожденную в плотных [tight] разностях карбонатного резервуара Оренбургского месторождения, отнести к карбонатному аналогу сланцевой нефти, которая по своей природе является матричной нефтью газоконденсатной залежи.

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, перемещаясь, она оказывается в более крупнопоровой части матричного коллектора, формируя скопления, обогащенные жидкими разностями нефти, называемые в американской 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), который и является породообразующим веществом карбонатных продуктивных отложений Оренбургского месторождения и других газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, сложенных карбонатами.

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 на протяжении более тридцати лет активной разработки Оренбургского НГКМ не были выявлены 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/см³ 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. 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. 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 образованию 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 карбонатно-органические системы характеризуются меньшей энергией межмолекулярных взаимодействий и менее плотной упаковкой макромолекул. Подобные параметры аморфных КОП исключают масштабные процессы кристаллизации.

Исследование свойств высокомолекулярных асфальтенов, смол, парафинов и масел аморфного очага КОП позволило установить их уникальную способность сорбировать значительные количества низко- и среднемолекулярных углеводородов.

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 среднемолекулярные 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, 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.), что объясняется как способностью живого вещества аккумулировать различные химические элементы из среды обитания, так и аномальными сорбционными особенностями высокомолекулярных компонентов КОП, это позволяет им удерживать диффундирующие из мантии микроэлементы и соединения. Присутствие в Оренбургском НГКМ мантийного гелия также можно объяснить уникальной сорбционной способностью высокомолекулярных компонентов.

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 г. ресурсы матричной нефти Оренбургского НГКМ составляют 2,56 млрд тонн нефтяного эквивалента.

Таким образом, ближайшие перспективы освоения сланцевой нефти России связаны с баженовской свитой Западной Сибири, домаником Волго-Уральской области и Тимано-Печорской провинции и матричной нефтью Оренбургского НГКМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Гурари Ф.Г.* Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Труды СНИИГГиМС. Новосибирск, 1979. Вып. 271. С. 153-161.
2. *Зуева И.Н., Каширцев В.А., Чалая О.Н.* Высокоуглеродистые породы куонамской горючсланцевой формации как источник комплексного минерального сырья // Наука и образование. 2012. № 2.
3. *Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др.* Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1998. Т. 39, № 11. С. 1477-1491.
4. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 680 с.
5. *Нестеров И.И.* Новый тип коллектора нефти и газа // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 26-29.
6. *Прищепина О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р.* Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf
7. *Прищепина О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.* Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / Под ред. О.М. Прищепы. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. 323 с. (Труды ВНИГРИ)