

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ КОМПОНЕНТОВ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А. Скибицкая, О.Ю. Баталин, Н.Г. Вафина
ИПНГ РАН, Москва

Для разработки способов добычи матричной нефти из пород продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений исследуются и моделируются физико-химические процессы, происходящие на основных стадиях предлагаемой технологии. Создана термодинамическая модель сосуществующих флюидных фаз пластовой системы, выведено уравнение, описывающее динамику растворения высокомолекулярных компонентов, разработаны принципы построения композиционной модели.

Поставлена задача разработки технологических решений, позволяющих эффективным образом извлекать ценные компоненты неучтенных нетрадиционных ресурсов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (матричную нефть и сорбированные, связанные ее высокомолекулярными компонентами (ВМК) компоненты газа и конденсата [1]), интенсифицировать добычу газа и конденсата. Выявление закономерностей растворения компонентов матричной нефти в органических растворителях – одна из принципиально важных задач. Как следует из результатов проведенных исследований, высокомолекулярные компоненты в субкапиллярной матрице пород продуктивных отложений распределены дисперсно [2]. С помощью системы микротрещин основная масса компонентов матричной нефти, в том числе ее ВМК (асфальтены, смолы, масла), связана с капиллярами. При закачке в пласт растворителя компоненты матричной нефти растворяются и далее за счет диффузии движутся в открытое поровое пространство. При этом также происходит освобождение сорбированного газа. Тяжелые компоненты матричной нефти, перешедшие в растворитель вместе с ее жидкими углеводородными компонентами, транспортируются в жидкой фазе по трещинам и фильтрующим поровым каналам к добывающей скважине; ранее связанные с ВМК и освобожденные при их растворении газовые компоненты переходят в основном в газовую фазу и транспортируются в ней. Движение растворителя описывается системой уравнений многофазной фильтрации, массообмен между фазами рассчитывается с помощью кубических уравнений состояния.

Для построения термодинамической модели пластовых флюидов задавались усредненный компонентный состав смеси ОНГКМ, а также основные физико-химические свойства, такие как давление на момент начала конденсации, молекулярная масса, потенциальное содержание C_{5+} . Содержание тяжелых компонентов определяется с использованием специальной процедуры. Состав и свойства фракций нефти, рассматриваемой в качестве термодинамически равновесной фазы, задавались по данным нефтяной оторочки НГКМ. Согласовывалось содержание последних фракций газового конденсата и нефти, а также варьировались некоторые параметры модельной смеси для обеспечения лучшего соответствия фактическим физико-химическим данным, в том числе по выходу конденсата.

Выведено уравнение, описывающее растворение компонентов матричной нефти в растворителе (толуол, бензол, конденсат, их смеси и проч.). На границе раздела фаз твердое тело – жидкость происходит образование насыщенного раствора растворяемого вещества с максимальной концентрацией. Интенсивность растворения определяется диффузией, для чего используется закон Фика. Из-за сложно-разветвленной структуры порового пространства определить толщину граничного слоя затруднительно. Делается допущение, что зависящая от температуры T интенсивность растворения $I(T)$ компонентов матричной нефти, определенная как $I(T)=dC/dt$, пропорциональна $A(T)*(C_{max}-C)$, где $(C_{max}-C)$ – отклонение текущей концентрации C от максимально возможной. Решение дифференциального уравнения имеет вид: $M_i(t) = M_i(0) \exp(-B*t)$, где $M_i(0)$ – количество растворяемого вещества на начало цикла растворения.

Фактор $A(T)$ определялся путем обработки результатов специально выполненных экспериментов, в которых исследовались характеристики извлечения матричной нефти из искусственно созданной модели пласта и из кернов, отобранных при бурении скважин на месторождении [3]. Осуществлялись закачка флюида-растворителя (толуол и дизельное топливо) и растворение в нем компонентов матричной нефти в течение определенного периода времени. опыты проводились для двух температурных режимов (30 и 70 °С). Насыпная модель пласта имела длину 100 см, внутренний диаметр 3.6 см и заполнялась смесью кварцевого песка и высокомолекулярных веществ, извлеченных из аппаратов ОПС-2 ОНГКМ. Установка с реальными кернами состояла из трех кернодержателей с кернами (диаметр 3.1 см, длина 5.5 см), помещенными в термостат, вспомогательных и

управляющих узлов. Образцы пород, предварительно насыщенные толуолом, выдерживались в растворителе (3,5, 7 и 14 дней соответственно), затем производилось замещение флюидов в образцах путем прокачки чистого растворителя. Всего для первого керна было проведено 9 циклов закачки, выдержки и вытеснения, для второго керна – 6 циклов, для третьего керна – 3 цикла. Как показали эксперименты, в случае повышенных температур растворение хорошо описывается выведенной формулой, при пластовых температурах количество растворенного вещества после каждого цикла закачки, начиная со второго, необходимо дополнительно корректировать на некоторый фактор.

Основным принципом построения композиционной модели является поочередные расчеты рассматриваемых стадий процесса, а именно многофазной фильтрации пластовых флюидов, включая растворитель, и динамики растворения компонентов матричной нефти. Для описания первой стадии процесса могут быть использованы известные компьютерные симуляторы, для описания второй необходимы специально разработанные программы.

Таким образом, разработаны методы моделирования массообменных процессов в технологиях интенсификации добычи углеводородного сырья ОНГКМ, в том числе его высокомолекулярных компонентов в составе матричной нефти. Разработана термодинамическая модель пластовой флюидной системы, выведены уравнения, описывающие динамику извлечения высокомолекулярных компонентов из поровой среды. Разработаны принципы построения композиционной модели, рассчитывающей извлечение компонентов матричной нефти в технологии, включающей закачку растворителя, этап экстракции и этап извлечения растворенных компонентов на поверхность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н., Прибылов А.А., Скибицкая Н.А. и др. // Журн. физ. химии. 2006. Т. 80, № 7. С. 1250–1255.
2. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А. и др. Фазовые преобразования породообразующего вещества месторождений углеводородов и их связь с процессами нефтегазогенерации // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М., 2002.
3. Скибицкая Н.А., Сомов Ю.П., Файзрахманов Р.Р. и др. Извлечение высокомолекулярных соединений из газоносных осадочных пород // Химия твердого топлива. 2008. №3. С. 50–56.