

Ш.К. КОДАНОВА, М.М. ЕРМЕКОВ

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ НА КОНТАКТЕ ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

В работе показано, что для уменьшения давления образования взаиморастворимой переходной зоны с закачиваемым газом надо увеличивать содержание промежуточных компонентов (C_2-C_4) в сжатом газе.

Известно, что при создании условий смешиваемости нефти и газа происходит вытеснение не только подвижной части нефти, но и таких видов остаточной нефти, как капиллярно удержанная нефть; нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы; нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках.

Смешивание жидкого и газообразного углеводородов на контакте между ними может быть достигнуто двумя путями [1]:

1) если газ сухой, т.е. преимущественно состоит из метана, то нагнетаемый газ «становится растворителем жидких компонентов нефти», переходящих в газовую fazу вследствие их обратного (ретроградного) испарения;

2) при нагнетании в пласт обогащенного газа, содержащего значительное количество промежуточных компонентов (C_2-C_6), происходит взаимодействие нефти и газа вследствие конденсации компонентов газа в нефти.

Перемешивание нефти и газа в них при малых скоростях движения является в основном результатом молекулярного перемешивания [2]. Поэтому для объяснения механизма процесса смешивающегося вытеснения нефти газом необходимо оценить молекулярную диффузию.

Под смешиваемостью жидких и газообразных углеводородов понимают их полную взаимную растворимость в области контакта в любых соотношениях при данной температуре и давлении. При этом условии в пористой среде не образуются границы раздела (мениски) и вытеснение нефти происходит наиболее эффективно [1]. При достижении неограниченной растворимости углеводородов образуется смесь, которая находится в гомогенном состоянии – жидким или газообразном – в зависимости от температуры и соотношения компонентов.

При смешивающемся вытеснении на границе между фазами образуется однофазная переходная зона со свойствами, изменяющимися от одной фазы к другой. Т.е., под переходной зоной

понимается однофазная зона между нефтью и газом или растворителем, которая образуется вследствие перехода промежуточных компонентов из нефти в газообразную fazу или из последней в нефтяную.

В процессе вытеснения углеводородов в пласте фильтрация происходит в сети бесчисленного количества хаотически между собой сообщающихся, тоненьких капиллярных пор-трубочек. Переходная зона складывается из суммы переходных зон в каждой поре, в которых происходит интенсивный массообмен между жидкими и газообразными углеводородами.

Представим, что образование переходной зоны на контакте между жидким и газообразным fazами происходит за счет, во-первых, капиллярной конденсации газа в жидкой fazе, во-вторых, за счет испарения компонентов нефти в газовую fazу, в-третьих, за счет испарения остаточной нефти в газовую часть и растворения последней в пленочной остаточной нефти. Схематично это изображено на рисунке 1.

Область 3 образуется за счет капиллярной конденсации, при которой «пары газа проникают путем диффузии в массу жидкости через разделяющую их поверхность с последующим сжатием и растворением газа» [3]. Т.е., между жидкими и газообразными углеводородами существует

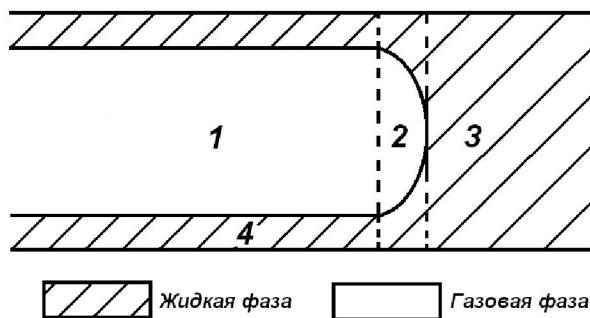


Рис. 1. Схема переходной зоны

1 – область конденсации и растворения газа в жидкой fazе; 2 – область интенсивного взаимного обмена промежуточными компонентами; 3 – область испарения остаточной нефти в газовую fazу; 4 – область остаточной нефти

ет поверхность раздела двух фаз, через которую газ должен пройти, чтобы раствориться в жидкости. Одновременно на поверхности контакта нефти и газа происходит испарение компонентов нефти в газовую область и образование области 2. В области 1 капиллярная конденсация происходит незначительно в связи с тем, что, во-первых, объем пленочной нефти ограниченный, во-вторых, пленочная нефть в основном представлена более тяжелыми компонентами нефти. В основном область 1 образуется за счет испарения компонентов пленочной нефти из области 4 в газовую область. В связи с тем, что поверхность пленочной остаточной нефти в каждой единичной поре значительно превышает площадь сечения поры, представляется интересным изучение процесса образования переходной зоны в области 1.

На современном этапе исследования и практического освоения нефтегазовых ресурсов важнейшую роль приобретает создание и развитие единой методологической основы моделирования фазового состояния природных углеводородов, соответствующих процессам формирования и разработки месторождений, транспортировки нефти по трубопроводам и т.д.

Прогнозирование фазового состояния и свойств природных углеводородных смесей должно быть основано на фундаментальных научных представлениях и одновременно быть достаточно точным для практического использования, ограниченно входить в математические модели исследуемых процессов.

В работе [4] приводится анализ результатов многочисленных расчетов, показывающий, что PVT-свойства исследуемых углеводородных веществ, входящих в состав природных смесей, рассчитываются по обобщенным кубическим уравнениям состояния точнее, чем по наиболее широко применяемому уравнению Пенга-Робинсона.

На основании результатов исследований установлено, что основными факторами, определяющими форму фазовой диаграммы, линий давления начала конденсации, а также линий максимального количества выпавшей жидккой фазы, являются:

1) количество растворенной в смеси жидккой фазы – конденсата, нефти;

2) состав конденсата или нефти и их плотность;

3) содержание кислых компонентов – углекислого газа и сероводорода в смеси.

В докритической области при описании жидкости и пара используют различные уравнения состояния. Равновесное давление пара можно найти, исходя из уравнения типа Клейперона-Клаузиуса. В рамках этого подхода был установлен изотермический рост давления насыщенного пара при увеличении внешнего давления (эффект Пойтинга).

В окрестности критической точки можно использовать единое уравнение состояния, например, модификации кубического уравнения Вандер-Ваальса. При этом в докритической области равенство термодинамических потенциалов приводит к правилу Максвелла, определяющему давление насыщения. Именно этот подход принят в теории фазовых равновесий природных углеводородов.

Существуют геохимические способы оценки фазового состояния углеводородов, с использованием которых обычно осуществляют прогноз наличия или отсутствия газовой шапки в залежи. Для промысловой оценки давления насыщения используют и гидродинамический метод. В числе неоднозначно решаемых вопросов, так или иначе связанных с оценкой значений давления насыщения нефти газом или с характером изменения его по разрезу отдельной залежи, следует выделить:

- соответствие определяемых значений давления насыщения истинным;
- влияние пористой среды на величину давления насыщения;
- влияние растворимости газа в нефти по разрезу залежи на величину давления насыщения.

Отсутствие надежных промысловых методов оценки давления насыщения пластовой нефти в условиях скважины вынуждает определять его лабораторным способом анализа глубинных проб. При этом неизбежно влияние на результаты анализа пористой среды.

При вытеснении нефти сжиженным газом или газом под высоким давлением с образованием переходной зоны, смешивающейся с нефтью и газом, конечная нефтеотдача приближается к 100%.

Для обеспечения смесимости переходной зоны нефтью и газом при нагнетании сжатого газа

необходимо высокое давление, величина которого зависит от состава нефти и газа. При вытеснении нефти сухим газом отношение суммарного содержания компонентов C_2 - C_6 в нефти к молекулярному весу фракции C_7+ является важным корреляционным фактором. В условиях смешения нефтеотдача до повышения газового фактора зависит от длины пройденного пути. Проницаемость пористой среды не оказывает существенного влияния на характеристики процесса. Методы интенсификации добычи нефти, характеризующиеся отсутствием поверхностей раздела и межфазных явлений на фронте вытеснения, называются методами смешивающегося вытеснения. Они включают в себя закачку в пласт газа высокого давления, обеспечивающую перевод в газовое состояние более легких компонентов нефти, газа, обогащенного жидкими газами, создающими условия для смешения фаз, а также оторочки растворителя.

При решении термодинамических и гидродинамических задач фильтрации многокомпонентных смесей часто используют не сложную нефтегазовую смесь, а ее модель. В качестве модели выбирается либо псевдобинарная система, состоящая из стабильного газа и стабильного конденсата, либо псевдотройная система, состоящая из метана, промежуточных компонентов и фракций C_7+ .

Различают два основных варианта смешивающегося вытеснения нефти газом под высоким давлением:

- 1) закачка в нефтяной пласт сухого газа при давлениях порядка 25-45 МПа;
- 2) закачка в пласт жирного природного газа (или газа, искусственно обогащенного промежуточными компонентами) при более низких давлениях.

Первый вариант применяется в основном в глубоко залегающих пластах, содержащих относительно легкие нефти, а второй – для извлечения как легких, так и более тяжелых нефейт.

Для объяснения механизма процесса смешивающегося вытеснения нефти сухим и обогащенным газами высокого давления чаще всего используют треугольные фазовые диаграммы.

Критическая точка, точка на диаграмме состояния, соответствует критическому состоянию. Критическая точка двухфазного равновесия жидкость-пар является конечной точкой на кривой

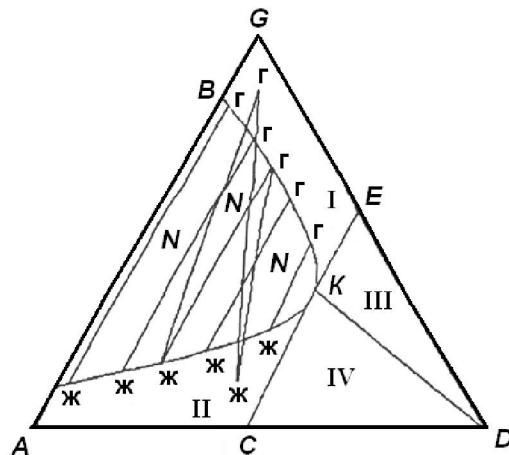


Рис. 2. Треугольная фазовая диаграмма

равновесия и характеризуется критическими значениями температуры T_k , давления P_k и объема V_k . Критическая точка представляет собой частный случай точки фазового перехода и характеризуется потерей термодинамической устойчивости по плотности или составу вещества. По одну сторону от критической точки вещество однородно (обычно при $T > T_k$), а по другую – расслаивается на фазы. У смесей или растворов следует различать критическую точку равновесия жидкость-пар и критическую точку равновесия фаз различного состава, находящихся в одном агрегатном состоянии (жидкость-жидкость, газ-газ). В связи с этим критическая точка смесей (растворов) дополнительно характеризуется критической концентрацией X_k . В результате увеличения числа параметров, определяющих состояние системы, у смесей имеется не критическая точка, а критическая кривая, точки которой различаются значениями T_k , P_k , V_k и X_k . В окрестности критической точки наблюдаются критические явления.

Рассмотрим случай вытеснения углеводородной жидкости взаиморастворимым с ней газом, когда в результате последовательного обмена компонентами образуется переходная зона, в которой постепенно меняется свойство флюида от жидкости до газа. Такая зона может образоваться при вытеснении оторочки из сжиженных углеводородных газов сжатым газом, а также при вытеснении нефти сжатым углеводородным газом, обогащенным пропан-бутановой фракцией (рис. 2).

Для упрощения сложной углеводородной системы делится на три компонента: метан (C_1),

этан, пропан и бутаны (C_2-C_4) и пентан + выше-кипящие (C_5+). Вся диаграмма построена для определенных пластовых давлений и температур.

Кривая АКВ – фазовая граница, внутри которой смесь существует в 2-х фазах (газовой и жидкой). Эта 2-х фазная область пересекается линиями коннод, т.е. линиями, связывающими составы газа и жидкости, находящихся в равновесии при данных давлениях и температуре. ВК – кривая точек росы, АК – кривая точек кипения, К – критический состав при данных давлениях и температуре (критическая область), СЕ – касательная к кривой АКВ в точке К.

Следовательно, для создания условий взаиморастворимости необходимо, чтобы при вытеснении сухим газом оторочки из сжиженных газов (или обогащенной промежуточными компонентами нефти (C_2-C_4)) состав этой жидкости отвечал точкам, расположенным внутри треугольника СКД, при этом точки, расположенные на отрезке СК, будут отвечать тем предельным составам жидкости, при которых еще возможно образование переходной зоны, взаиморастворимой с вытесняемым и вытесняющим агентами.

При вытеснении нефти газом, обогащенным промежуточными компонентами (C_2-C_4), необходимо, чтобы состав этого газа отвечал точкам, расположенным внутри треугольника КЕД, причем точки, расположенные на отрезке КЕ, будут отвечать тем предельным составам газа, при которых еще возможно образование переходной зоны, взаиморастворимой с вытесняемым и вытесняющим флюидами.

Чем богаче будет промежуточными компонентами закачиваемый газ, тем ниже может быть давление вытеснения, соответственно, чем тяжелее нефть по составу, тем выше должно быть давление образования взаиморастворимой переходной зоны с закачиваемым газом. Для уменьшения этого давления надо увеличивать содержание промежуточных компонентов (C_2-C_4) в сжатом газе, т.е. процесс вытеснения можно регулировать, подбирая состав закачиваемого газа путем изменения условий фазового превращения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1982. – 310 с.
2. Николаевский В.Н. Движение углеводородных смесей в пористой среде. – М.: Недра, 1968. – 190 с.
3. Касаткин А.Т. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Изд. Химия, 1971. – 784 с.
4. Манген Н. Прогрессивные методы добычи нефти. Влияние эффектов на границе раздела фаз на нефтеотдачу. Капиллярность // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1981. – с. 37-43.

Резюме

Сыгу қысымын азайту үшін сырғылған газдағы (C_2-C_4) аралық компоненттерінің құрамын көбейту керек екені көрсетілген.

Summary

It is shown that in order to decrease pressure of drive one should increase content of (C_2-C_4) component in compressed gas.

КазГУ, г. Алматы

Поступила 22.04.09 г.