

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДЫ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГАЗА В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ

Г.Г.Мамедова

*Институт геологии НАН Азербайджана
Az 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье представлены результаты экспериментальных исследований влияния остаточной воды на изменение компонентного состава добываемого газа в процессе дифференциального истощения газоконденсатной залежи. При этом показано, что содержание остаточной воды существенно влияет на изменение компонентного состава добываемого газа.

Известно, что в газоконденсатных, а также и других углеводородных залежах определенную часть пористой среды занимает связанная или остаточная вода. Практика разработки таких залежей показывает, что количество остаточной – связанной воды в пластах в основном зависит от литологического состава пород и изменяется в большом диапазоне (до 40% объема пор). Остаточная вода создает на поверхности коллектора пленку в микроскопических размерах и насыщает капиллярные и некапиллярные каналы под воздействием поверхностных сил между породой и водой. Такие пластовые воды из-за наличия тесной связи с поверхностью пород считаются неподвижными с точки зрения гидродинамических аспектов, но они могут существенно влиять на фазовое поведение системы в пластовых условиях, а также показатели эксплуатации газоконденсатной залежи.

В работе (Гиматудинов, 1971) отмечено, что в зависимости от давления, температуры и состава системы в газовой фазе может присутствовать некоторое количество воды в виде насыщенного пара, образующегося в пласте в процессе восстановления термодинамического равновесия системы. По этой причине при заданном давлении с ростом температуры количество водяного пара (влажность газа) возрастает, а с увеличением давления при заданной температуре данная величина уменьшается. Кроме этих закономерностей, в системах, состоящих из углеводородов и водяного пара, была обнаружена их «двойная обратная конденсация». Этот случай, т.е. разделение системы, состоящей из

углеводородов и равновесного водяного пара, на жидкий конденсат и воду при изотермическом снижении давления, впервые был обнаружен Ван-дер-Ваальсом. Сказанное, как правило, имеет место в системах, состоящих из полярного (водяной пар) и неполярного (углеводороды) компонентов.

Анализ опубликованных работ (Гиматудинов, 1971; Гриценко и др., 1995; Shinta, Firoozabadi, 1997; Kokal et al., 2000) показывает, что наличие в пористой среде остаточной воды увеличивает ее проницаемость по углеводородному газу и конденсату. Например, в работе (Kokal et al., 2000) на основании экспериментов, проводимых на модели пласта, где пористая среда состояла из кварцевого песка, было установлено, что наличие остаточной воды уменьшает фильтрационное сопротивление при течении углеводородов через пористую среду и тем самым увеличивает ее проницаемость для газа и конденсата. Аналогичное утверждение приведено и в работе (Гриценко и др., 1995), где показано, что наличие остаточной воды до 15 % объема пор, увеличивает конденсатоотдачу пласта на 10% по сравнению с «сухой» пористой средой. Согласно заключению этих авторов, это происходит в результате снижения вязкости газовой фазы, в составе которой имеется равновесный водяной пар в указанных выше количествах. В результате анализа экспериментальных данных на керновом материале установлено, что остаточная вода в порах пласта, с одной стороны, увеличивает его проницаемость по газу и конденсату, а с другой – снижает абсолютную проницаемость пористой среды.

В работе (Гамидов, 1999) при исследовании испаряемости выпавшего в пласте конденсата под воздействием газов различного состава было установлено, что наличие в пористой среде 20% остаточной воды ухудшает показатели процесса воздействия до 4,5% по сравнению с пористой средой, где остаточная вода отсутствует.

В работе (Гиматуддинов, 1971) на основании известных термодинамических законов высказываются предположения о том, что увеличение количества любого тяжелого компонента в составе системы повышает ее критическое давление. Поэтому рост количества водяного пара в системе должен привести к увеличению значения ее давления начала конденсации. Такой же вывод приведен и в работе (Гриценко и др., 1995). Здесь на примере газоконденсатных проб из месторождений Челебассовское и Майкорское показано, что величины давления начала конденсации без наличия и в присутствии воды различаются друг от друга на 1-1,5 МПа.

В работе (Shinta and Firoozabadi, 1997) показано, что постоянный контакт углеводородной системы с водой в пластовых условиях снижает конденсатосодержание газа и одновременно увеличивает количество воды по сравнению с конденсатом, которое приводит к уменьшению значения давления начала конденсации системы.

В работе (Абасов и др., 2011) всесторонне экспериментально изучены влияние количества остаточной воды на конденсатоотдачу в процессе дифференциального истощения залежей с участием пористой среды, а также показатели процесса испарения жидкого в пластовых условиях конденсата под воздействием «сухого» углеводородного газа. При создании модели пласта использован кварцевый песок различного помола. Исследования по влиянию водоносности пористой среды на конденсатоотдачу залежи проводились при температуре пласта 70-110⁰С, пористости – 0,1-0,4, плотности конденсата – 720-780 кг/м³ и содержании остаточной воды – 0-40% с использованием метода рационального планирования экспериментов. Было установлено, что рост количества остаточной воды в интервале от 0 до 40% уменьшает конденсатоотдачу пласта на 19-20%, а количество конденсата, испарившегося под воздействием

сухого газа, – на 17-18%. Одновременно была установлена параболическая зависимость между содержанием остаточной воды и конденсатоотдачей залежи и показано, что с ростом количества остаточной воды более 10-15% интенсифицируется отрицательное влияние остаточной воды на процесс в целом. Отметим, что в данной работе причина возникновения этих явлений недостаточно обоснована с физико-термодинамической точки зрения.

Как видно из приведенного выше, количество остаточной воды в фазовых соотношениях систем может влиять на показатели разработки газоконденсатных залежей и поэтому его нужно учитывать при проектировании этих залежей.

Ниже рассматривается влияние содержания остаточной воды на изменение состава и свойств газовой фазы в процессе дифференциальной конденсации газоконденсатной системы. Нами использованы экспериментальные данные, полученные на пористой модели пласта. Порядок проведения экспериментов, параметры пласта и свойства насыщающих его флюидов подробно изложены в работах (Абасов и др., 2007; Мамедова, 2010). При изучении влияния количества остаточной воды на состав и свойства углеводородных компонентов, особенно для интервала давлений 30,0-24,0 МПа, использованы эмпирические данные, на основании которых на рис.1 представлена динамика изменения газовых компонентов системы в зависимости от количества остаточной воды в пласте. При этом значение давления начала конденсации, определяемое в бомбе pVT на установке УГК-3 традиционными методами, имело максимальное значение (в пределах 27,56 МПа) в зависимости от плотности жидкой фазы. Отметим, что данная величина давления в пористой среде не определялась, имея в виду тот факт, что истинное значение давления начала конденсации системы на 20-25% выше по сравнению с определяемым в бомбе pVT. В данном случае величина давления начала конденсации, определяемая в pVT-бомбе, послужила для контроля идентичности создаваемых углеводородных систем. Здесь, принимая пористость пласта (m), плотность стабильного конденсата (ρ_k), состав системы и температуру (t) постоянными, мы нейтрализовали их влияние на данный процесс.

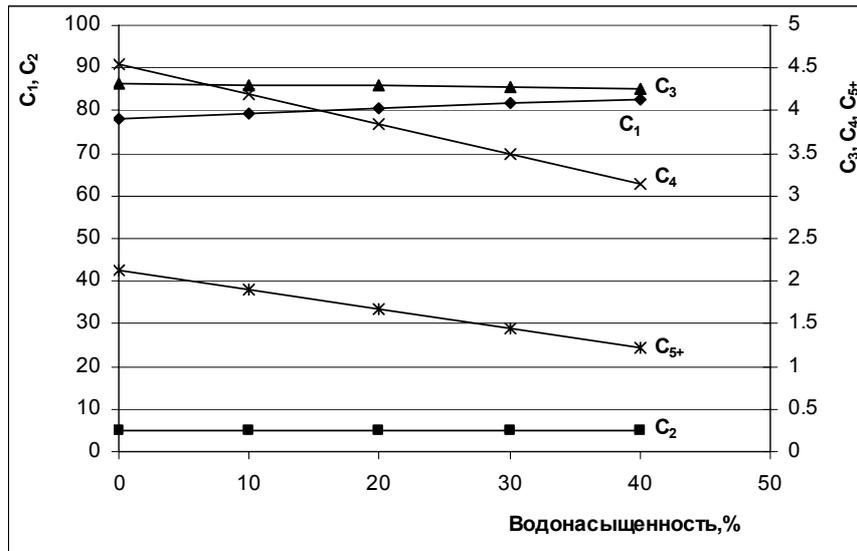


Рис. 1. Изменение состава газа в интервале давлений 30,0-24,0 МПа в зависимости от водонасыщенности пласта. Здесь $t=100^{\circ}\text{C}$, $m=0,2$, конденсатосодержание $=150\text{ г/м}^3$, $\rho_k=720\text{ кг/м}^3$

Как видно из рис.1, в рассмотренном интервале давлений с ростом остаточной водонасыщенности пласта количество метана (C_1) возрастает от 78,1 до 82,8%, а содержание сравнительно тяжелых компонентов газовой фазы снижается: C_2 – с 5,0 до 4,8; C_3 – с 4,3 до 4,2; C_4 – с 4,5 до 3,1; C_{5+} – с 2,1 до 1,2%.

Напомним, что эксперименты проводились на модели пласта длиной 0,85 м с поперечным сечением $4,415 \times 10^{-3}\text{ м}^2$, общий объем пор пласта определен как $0,75 \times 10^{-3}\text{ м}^3$ (пористость 0,2). Для насыщения водой такой пористой модели пласта в количестве 40% потребуется $0,3 \times 10^{-3}\text{ м}^3$ воды. А это в свою очередь резко изменяет в системе соотношение жидкость – газ. На основании анализа экспериментальных данных показано, что при пористости пласта, равной 0,2, рост содержания остаточной воды от 0 до 40% повышает объем жидкой фазы (воды), приходящей на единицу объема газовой фазы, от 150 г/м^3 до 2937 г/м^3 . А это оказывает существенное влияние на фазовое соотношение системы и распределение жидких и газовых компонентов в пласте.

Известно, что углеводородные газы весьма слабо растворяются в водах в нормальных условиях, а при росте давления и молекулярной массы газов их растворимость значительно возрастает. Согласно (Гиматудинов, 1971), при условиях 30,0 МПа давле-

ния, температуры – 100°C количество растворенного в единице объема воды природного газа составляет около $3,3\text{ м}^3/\text{м}^3$. Принимая во внимание сказанное, легко можно понять показанные на рис.1 тенденции уменьшения тяжелых газовых компонентов с ростом количества остаточной воды в пористой среде.

Отсюда можно заключить, что из-за уменьшения содержания тяжелых газовых компонентов в системе, как результата их растворения в возрастающей водной фазе (0-40%), жирность добываемого газа, представляющая собой отношение суммы этана, пропана, бутанов и пентанов (C_{2+}) к содержанию метана (C_1), т.е. C_{2+} / C_1 , должна иметь тенденцию к снижению. На рис. 2 показано изменение жирности добываемого газа в процессе дифференциальной конденсации в газоконденсатной системе в зависимости от количества остаточной воды. При этом исходные состав пористой среды и конденсатосодержание газовой фазы по ρ_k , m и t были те же самые, что и на рис.1.

Как видно из рис.2, с ростом количества остаточной воды независимо от интервала давления жирность газа, добываемого из пласта, снижается. Одновременно становится очевидным, что степень снижения жирности добываемого газа находится в зависимости от давления, так как с ростом его значения количество

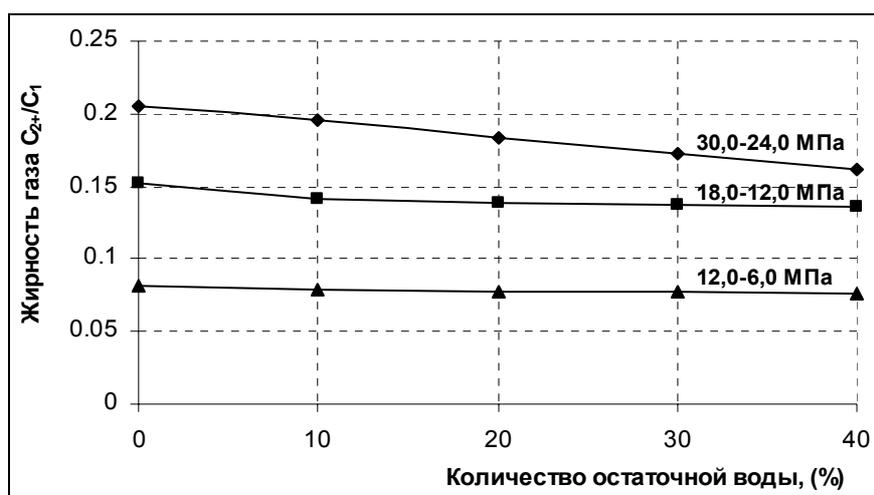


Рис. 2. Зависимость показателя жирности добываемых газов при дифференциальном снижении давления от количества остаточной воды и давления

растворенного в воде газа тоже возрастает (Гиматуддинов, 1971). Как видно из рис. 2, если в интервале давления 30,0-24,0 МПа при росте обводненности пористой среды 0-40% жирность газа уменьшается от 0,205 до 0,162, т.е. на 0,043 или 21%, то в интервале давлений 12,0-6,0 МПа эта разница составляет всего 0,005 или около 1,5%.

Таким образом, впервые экспериментально исследовано влияние свойств пористой среды, насыщающих флюидов и количества остаточной воды на закономерности изменения компонентного состава добываемого газа и его жирности. При этом показано, что:

- 1) рост количества остаточной воды независимо от интервала давления приводит к увеличению содержания метана и уменьшению более тяжелых компонентов в добываемом газе;
- 2) рост давления при постоянной водонасыщенности приводит к увеличению жирности добываемого газа, в результате чего увеличивается величина давления начала конденсации системы, что приводит к уменьшению конденсатоотдачи залежи.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2007. Новое о механизме фазовых превращений в газоконденсатных системах. *Азерб.Нефтяное Хозяйство*, 10, 21-28.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2011. Экспериментальное исследование влияния различных факторов на показатели процесса истощения газоконденсатной залежи. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2.
- ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Исследование испаряемости конденсата в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов (на примере газоконденсатного месторождения Булла-дениз). Диссер.на соиск. уч. степ.к.т.н. Фонды ИПГНМ. Баку.
- ГИМАТУДДИНОВ, Ш.К. 1971. Физика нефтяного и газового пласта. Недра. Москва. 310.
- ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. Недра. Москва. 264.
- МАМЕДОВА Г.Г. 2010. Экспериментальное исследование влияния пористой среды на изменение углеводородного состава добываемого газа в процессе истощения газоконденсатной залежи. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 1, 83-88.
- SHINTA, A.A., FIROOZABADI, A. 1997. Predicting phase behavior of water/reservoir-crude systems with the association concept. *SPE, Reservoir Engineering Research inst. SPE Reservoir Engineering*, 131-137.
- KOKAL, S., AL-DOKHI, M., SAYEGH, S. 2000. Phase behavior of gas condensate/water system. *SPE Dallas Texas*, 1-4 October, 215-217.

Рецензент: академик НАН Азербайджана Г.И.Джалалов