

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© М.Т.Абасов и др., 2006

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
РАСТВОРИМОСТИ В УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОНДЕНСАТАХ ГАЗОВ
РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ПОКАЗАТЕЛИ ИСТОЩЕНИЯ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СИСТЕМЫ****М.Т.Абасов, З.Я.Аббасов, Н.Н.Гамидов, В.М.Фаталиев, Г.Г.Мамедова***Институт геологии НАН Азербайджана
AZ 1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье представлены результаты экспериментальных исследований по изучению растворимости газов различного состава в углеводородных конденсатах и ее влияния на изменение давления начала конденсации, а следовательно, и на показатели истощения газоконденсатной системы.

Известно, что прогнозирование показателей разработки газоконденсатных «залежей» осуществляется с использованием результатов термодинамических исследований проб конденсата и газа, отобранных в начальный момент вступления их в разработку. В этих исследованиях изучается процесс дифференциальной конденсации системы в бомбе pVT и устанавливаются закономерности изменения конденсатосодержания в газовой фазе по мере снижения давления, а также количество выделившегося из газовой фазы конденсата. Это позволяет определиться относительно количества извлекаемого конденсата и его ретроградных потерь в пласте (Катц и др., 1965; Покровский, Калманян, 1973; Фарзанае, 1957; Островская, Гриценко, 1983; Абасов и др., 1960; Абасов и др., 1998; Abasov et al., 1998; Абасов и др., 2000; Abasov et al., 2000 и др.). В этих исследованиях принималось, что влияние пористой среды на эти показатели не превышает точности экспериментов, и поэтому они могут быть использованы в условиях реальной газоконденсатной залежи. Правда, в последующих исследованиях эти суждения не всегда получали своего подтверждения (Abasov et al., 2005 b; Мискевич, 2006 и др.).

В данной статье приводятся результаты экспериментального изучения влияния состава газа на его растворимость в углеводородных конденсатах, показателей истощения и изменения давления начала конденсации газоконденсатной системы.

Вначале изучались изменение количества растворенного газа в выпавшем ретроградном конденсате и его влияние на показатели дифференциальной конденсации системы. Для этого процесс истощения залежи моделировался на установке типа УГК-3 при соблюдении нижеследующих последовательностей.

Рекомбинированная проба, состоящая из природного газа, состав которого показан в табл. 1 (газ I) в мол.%, и углеводородного конденсата плотностью 748,6 кг/м³, конденсатосодержанием 200 г/м³ загружалась в pVT бомбу.

При постоянном значении температуры (100⁰С) давление поднималось в начале до появления состояния тумана (20,3 МПа), затем и до однородного газового состояния системы (23,0 МПа). В дальнейшем путем поинтервального снижения давления шагом 2,5-4,0 МПа моделировалась дифференциальная конденсация системы.

Таблица 1

Компонентный состав использованных в экспериментах газов

Компо- ненты	Состав газов, мол. %					
	I	II	III	IV	V	VI
C ₁	91,30	73,31	82,13	91,13	82,19	72,54
C ₂	6,78	4,88	5,74	6,78	6,03	5,93
C ₃	1,10	1,11	1,25	1,15	1,05	0,96
i-C ₄	0,58	0,16	0,20	0,32	0,25	0,22
n-C ₄		0,22	0,30	0,26	0,33	0,21
i-C ₅	0,16	0,08	0,10	0,09	0,08	0,08
n-C ₅		0,06	0,07	0,12	0,06	0,05
ΣC ₆	0,04	0,01	0,01	0,04	0,01	0,01
N ₂	-	20	10,00	0,02	-	-
CO ₂	0,14	0,17	0,20	0,14	10,00	20,00

После первого шага снижения давления в интервале 23,0-19,2 МПа отбиралась проба насыщенного конденсата из бомбы и определялось в нем количество растворенного газа, а также содержание конденсата в газовой фазе. Затем бомба pVT полностью опорожнялась и после ее очистки вновь загружалась смесью начального состава. При температуре 100⁰С давление системы доводилось вновь до 23,0 МПа, затем оно дифференциально снижалось вначале до 19,2 МПа (при этом отбор пробы не производился), а потом до 15,6 МПа с отбором пробы насыщенного конденсата, и измерялись количество растворенного в жидкости газа и конденсатосодержание в газовой фазе.

Таким образом, по описанной выше последовательности дифференциальное снижение давления в системе продолжалось до 10 МПа. При этом на каждом шаге определялись количество выделившейся жидкости из газовой фазы, химический состав газов сепарации и дегазации, физические свойства фаз, а также количество растворенного газа в выпавшем конденсате. Результаты измерений приведены в табл. 2, где приводятся сведения о плотности выделившегося из газовой фазы конденсата, его молекулярной массе, содержании конденсата в газовой фазе в процессе дифференциальной конденсации системы.

Таблица 2

Изменение свойств конденсата и конденсатосодержания в процессе дифференциальной конденсации системы

№ п/п	Интервалы изменения давления, МПа	Плотность конденсата, кг/м ³	Молекулярная масса конденсата, кг/кмол	Количество конденсата в газовой фазе, г/м ³	Количество растворенного газа, м ³ /м ³
1	23,0-19,2	742,5	104	175,5	137,5
2	19,2-15,6	737,6	101	127,3	131,6
3	15,6-13,0	732,4	97	94,6	117,3
4	13,0-10,0	727,7	95	56,3	112,3

Как видно из табл.2, изменение указанных свойств газоконденсатных систем происходит в соответствии с закономерностями, характерными для режима истощения газоконденсатной системы, то есть по мере падения давления плотность конденсата и его молекулярная масса, а также конденсатосодержание снижаются.

На рис.1 показана зависимость количества растворенного в конденсате газа от зна-

чений давления и из нее видно, что падение давления в интервале 19,2-10,0 МПа приводит к снижению количества растворенного в конденсате газа от $137,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $112,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Также установлено, что в соответствии с законом, указанным на рис.2, количество выделившегося конденсата из добываемого газа и его содержание в газовой фазе тоже уменьшаются с уменьшением количества растворенного в выпавшем конденсате газа.

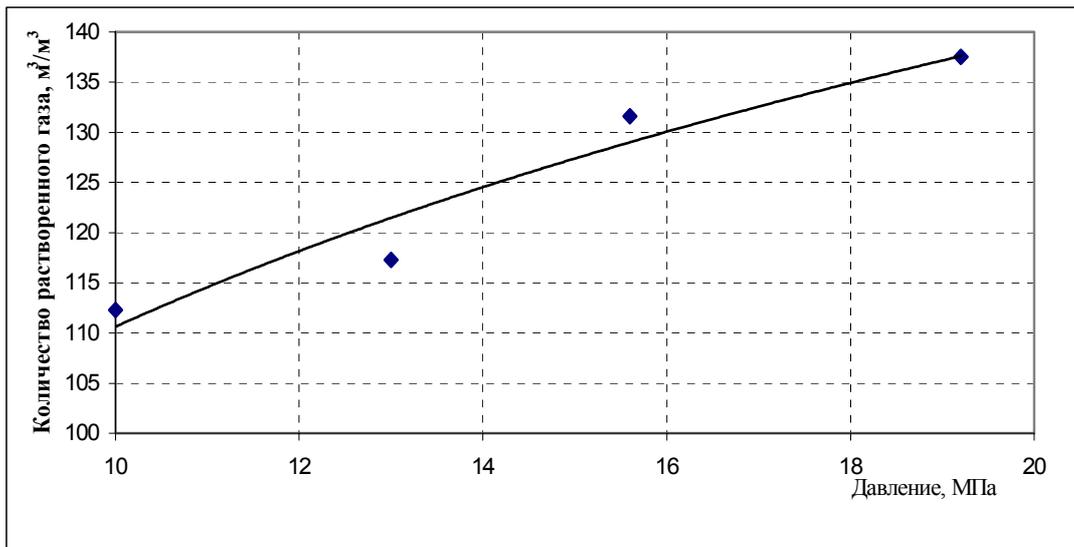


Рис. 1. Зависимость количества растворенного в конденсате газа от давления

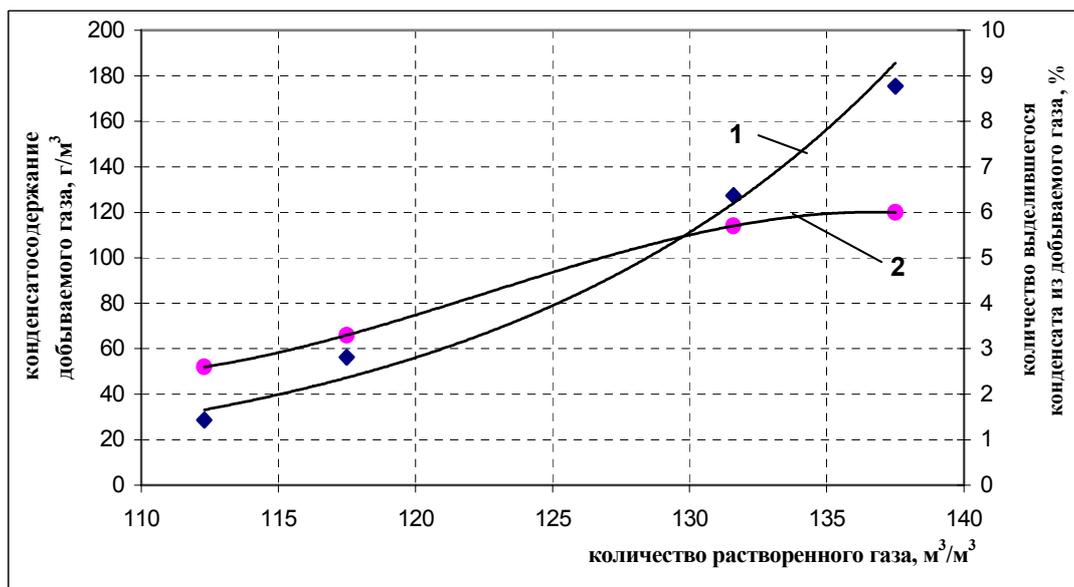


Рис. 2. Зависимость конденсатосодержания (1) и количества выделившегося конденсата из добываемого газа (2) от количества растворенного в выпавшем конденсате газа

С учетом вышесказанного, а также полученных нами в работе (Abasov et al., 2005a) результатов, можно констатировать, что способность растворения газовых компонентов в конденсате существенно влияет на интенсивность протекания ретроградных процессов, а также на сроки разработки залежи. Это подтверждает вывод об уменьшении количества растворенного газа в выпавшем конденсате, как было показано нами впервые, ухудшении ретроградного испарения конденсата и стимулировании процесса ретроградной конденсации (Abasov et al., 2005a).

Экспериментально изучались особенности протекания этих процессов при наличии газов различного состава (табл.1, газы II-VI), обладающих различными растворимостями в конденсате, и были составлены пять рекомбинированных газоконденсатных систем, которые по отдельности исследовались в бомбе pVT по описанной выше методике. При значениях давления $P=12,0$ МПа и температуры $T=100^{\circ}\text{C}$ для каждой системы были определены объем растворенного газа в единице объема выпавшего конденсата, конденсатосодержание газовой фазы, и, следовательно, количество выделившегося конденсата из добываемого газа.

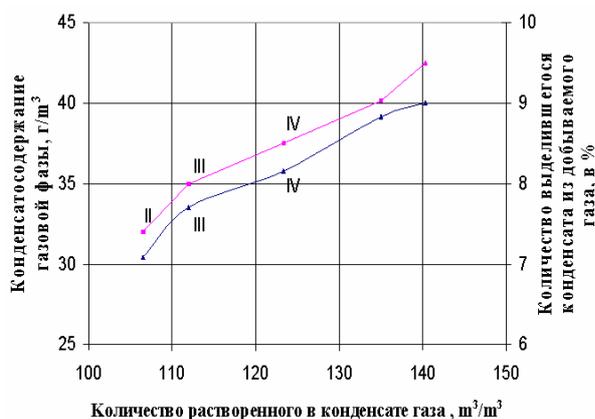


Рис. 3. Зависимости количества выделившегося конденсата из добываемого газа (1) и конденсатосодержания газовой фазы (2) от количества растворенного в конденсате газа (газы II-VI; $P=12$ МПа, $T=100^{\circ}\text{C}$).

Как видно из рис.3 (здесь каждая точка на графике соответствует определенной системе и пронумерована по возрастанию степе-

ни растворимости газа в конденсате), при постоянных термобарических условиях газы, обладающие лучшей растворимостью в конденсате, способствуют повышению количества отбора конденсата в паровой фазе, а также увеличению количества выделившегося из добываемой газовой фазы конденсата и тем самым уменьшению ретроградных потерь конденсата и, наоборот, плохо растворимые газы в конденсате интенсифицируют количество ретроградных потерь конденсата.

Таким образом, по результатам экспериментальных исследований установлено, что наряду с другими факторами на ретроградные процессы, имеющие место при разработке газоконденсатных месторождений, существенно влияет состав газовой фазы, что определяется нами по растворимости газовых компонентов в углеводородном конденсате.

В дальнейшем, используя эти газы поочередно (табл.1, газы II-VI), а также конденсат содержанием 200 г/м³ и плотностью $745,7$ кг/м³, было создано 5 рекомбинированных проб. При температуре, равной 100°C , система доводилась до однофазного газового состояния, затем моделировался процесс истощения «залежи» до 10 МПа, и изучалась закономерность изменения количества выделившегося из добываемого газа конденсата в зависимости от растворимости в нем указанных в табл.1 газов.

На основании полученных результатов была построена гистограмма (рис.4) изменения общего количества конденсата, выделившегося из добываемого газа, в процентах, от степени растворимости газов различного состава в углеводородном конденсате.

Как видно из рис.4, при случае использования газов, обладающих лучшей растворимостью в углеводородном конденсате, количество выделившегося конденсата из добываемого газа и, как следствие этого, конденсатоотдача возрастают.

Это указывает на необходимость использования при планировании процессов воздействия на призабойную зону скважины и на залежь в целях повышения эффективности тех составов газов, которые имеют хорошую растворимость в углеводородном конденсате.

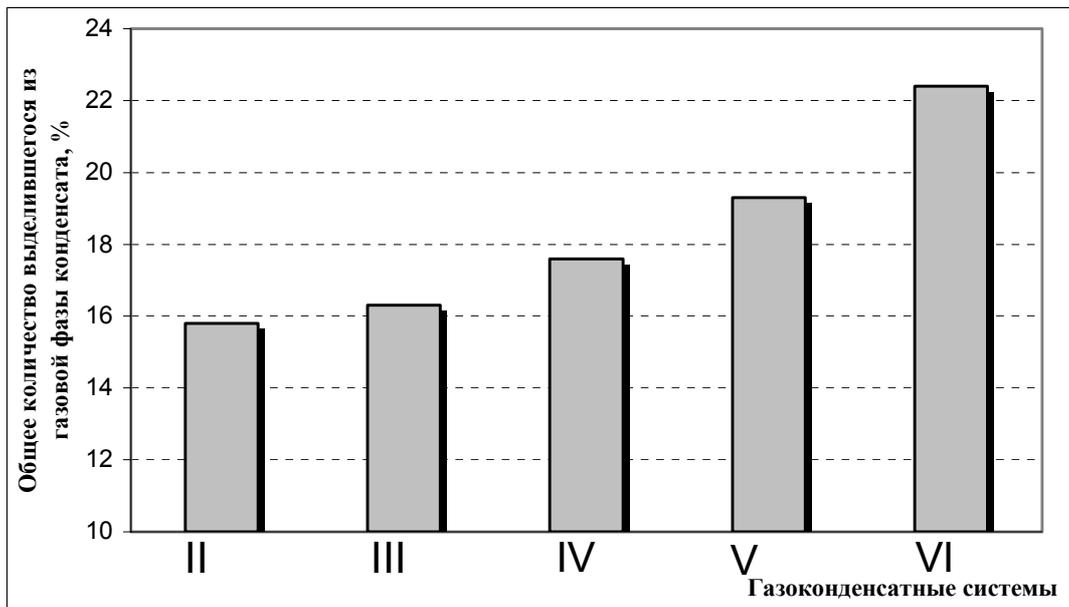


Рис. 4. Изменение общего количества выделившегося конденсата из добываемого газа в зависимости от состава и степени растворимости газа

Также изучалось влияние состава и степени растворимости газов на величину давления начала конденсации системы. Результаты этих исследований представлены на рис.5, где показана зависимость давления начала конденсации от общего количества выделившегося конденсата из добываемой газовой фазы.

Как видно из результатов исследований, с улучшением растворимости газов в конденсате давление начала конденсации системы снижается, что может привести к удлинению срока разработки «залежи» в однофазном газовом режиме и тем самым – росту ее компонентоотдачи.

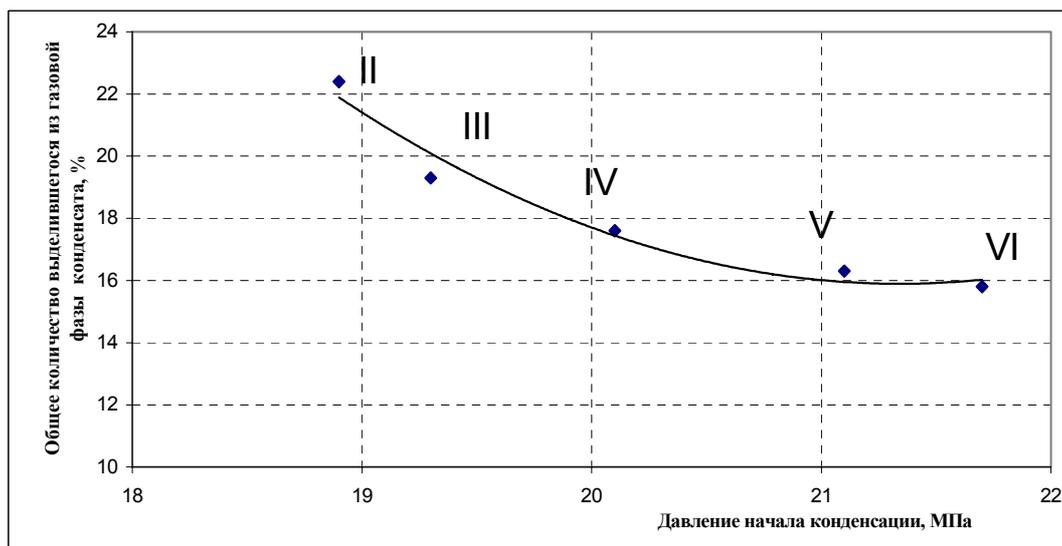


Рис. 5. Зависимость между общим количеством выделившегося конденсата из добываемой газовой фазы и давлением начала конденсации системы

Таким образом, исследовано влияние состава и растворимости газов различного состава в углеводородных конденсатах на значение давления начала конденсации системы и показатели процесса истощения газоконденсатной системы. Кроме того, впервые выяснены основные причины усиления ретроградных потерь конденсата в зависимости от состава и растворимости в нем газов различного состава.

ВЫВОДЫ

1. Наличие в начальном составе пластового газа хорошо растворимых в углеводородном конденсате газовых компонентов приводит к малым значениям давления начала конденсации.
2. Установлено, что ретроградные процессы в газоконденсатных системах протекают по-разному в зависимости от состава и растворимости газов в углеводородном конденсате и чем меньше количество растворенного в конденсате газа при одинаковых термобарических условиях, тем больше количество ретроградных его потерь.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., АБАСОВ, Ш.Д., ГАМИДОВ, Н.Н. 1998. Исследование влияния различных факторов на испаряемость углеводородных конденсатов. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 48-53.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., АБАСОВ, Ш. Д., ГАМИДОВ, Н.Н. 2000. Влияние неуглеводородных компонентов на давление начала конденсации природных систем. *Газовая промышленность*, 1, 17-19.
- АБАСОВ, М.Т., БАБАЕВ, М.Б. и др. 1960. Состояние и краткий анализ разработки УП-х горизонтов газоконденсатного месторождения Карадаг. *Сб. АзНИИДН*, 9, 212-222.
- ГАМИДОВ, Н.Н. 1999. Исследование испаряемости конденсата в присутствии углеводородных и неуглеводородных газов. Автореферат канд. дисс. АГНА, Баку.
- КАТЦ, Д.Л., КОРНЕЛЛИ, Д., КОБАЯШИ, Р. и др. 1965. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. Недра, Москва, 676.
- МИСКЕВИЧ, В.Е. 2006. Экспериментальные исследования растворимости конденсата, выделившегося в пласте. *Газовая промышленность*, 4, 42-44.
- ОСТРОВСКАЯ, Т.Д., ГРИЦЕНКО, И.А. 1983. Исследование газоконденсатных смесей, содержащих CO₂ и N₂. *Газовая промышленность*, 8, 31-32.
- ПОКРОВСКИЙ, В.К., КОЛМАНЯН, С.Р. 1973. Термодинамика реальных газов применительно к нефтяным газам. Азернешр, Баку, 132.
- ФАРЗАНЕ, Н.Г. 1957. Методика экспериментального исследования поведения газоконденсатных систем на аппаратуре. *Труды АзНИИИИ*, 19.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, Z.Y., АБАСОВ, SH.J., НАМИДОВ, N.N. 2000. Studies related to the hydrocarbon condensate evaporation. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 26, 1-4, 151-156.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, Z.Y., НАМИДОВ, N.N. 1998. Study of hydrocarbon condensate evaporation. INRESC'98 update. The 2nd International Non-Renewable Energy Sources Congress. Tehran, Iran, 792-796.
- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, Z.Y., ФАТАЛИЙЕВ, V.M., НАМИДОВ, N.N. 2005. A new phenomenon in phase transformation of gas-condensate systems and its experimental study. *Doklady Earth Sciences*, 403A, 6, 858-860.
- АБАСОВ, М. Т., АББАСОВ, Z. YA., ЖАЛАЛОВ, G. I., ФЕЙЗУЛЛАЙЕВ, KH. A., ФАТАЛИЕВ, V. M., НАМИДОВ, N. N., ИЗБАКАРОВ, M. A. 2005. Influence of porous medium on condensate evaporation under "dry" hydrocarbon gas simulation. *Doklady Akademii Nauk*, 405, 3, 368-370.