

## ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© З.Я.Аббасов, Г.И.Джалаев, Х.А.Фейзуллаев, А.А.Дамиров, В.М. Фаталиев, 2013

### МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ «СУХИМ» ГАЗОМ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

**З.Я.Аббасов, Г.И.Джалаев, Х.А.Фейзуллаев, А.А.Дамиров, В.М. Фаталиев**

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 294*

В статье представлены результаты исследований по моделированию процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом на различных этапах разработки залежи. Показано, что обработку призабойной зоны скважины нужно осуществлять в то время, когда значение пластового давления близко к давлению максимальной конденсации газоконденсатной системы.

Известно, что постоянное снижение давления в процессе разработки газоконденсатной залежи сопровождается выделением и частичным оседанием в призабойной зоне пласта более высококипящих углеводородов группы C<sub>5+</sub>. Около 20% конденсата остается в пласте неизвлеченным (Абасов и др., 2006; Мискевич и др., 2006).

В целях извлечения выпавшего в пласте конденсата используют различные методы воздействия, в частности, закачку «сухого» углеводородного газа при различных содержаниях N<sub>2</sub> или CO<sub>2</sub> (Абасов и др., 1998; Гриценко и др., 1995). Экспериментальные исследования в рVT-бомбе (Абасов и др., 1998) и в пористой среде, а также в практике разработки газоконденсатной залежи (Гриценко и др., 1995) показали, что существующими способами воздействия можно извлечь не более 25% выпадившегося в пласте ретроградного конденсата. Прежде всего это вызвано тем, что к концу разработки газоконденсатной залежи выпадившийся в пласте конденсат становится более тяжелым и испарять его «сухим» газом с высокими показателями становится почти невозможно. В связи с этим представляет большой интерес всестороннее изучение показателей обработки призабойной

зоны газоконденсатной скважины в различные периоды разработки залежи.

Нами в работе (Абасов и др., 2011) представлены результаты экспериментальных исследований в рVT-бомбе по выявлению целесообразности воздействия на выпавший конденсат «сухим» углеводородным газом в зависимости от стадии разработки залежи и при этом показано, что высокие показатели процесса достигаются на начальном этапе ее эксплуатации.

Учитывая важность этих исследований для конкретных газоконденсатных месторождений, трудоемкость оценки показателей процесса экспериментально, ниже рассматривается возможность его теоретического моделирования.

Математическое моделирование процесса воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» углеводородным газом и алгоритмические особенности подробно описаны в (Абасов и др., 2006). В настоящей работе процесс моделируется и для случая обработки призабойной зоны скважины, когда давление в пласте соответствует таковому в конце разработки залежи. Математическая модель расчета показателей обработки призабойной зоны скважины по-

строена таким образом, что позволяет на любом этапе разработки залежи оценить количество добываемой продукции испарением. Расчеты проводились для случаев, когда давление в пласте ниже или выше давления максимальной конденсации системы.

Сведения о значениях относительных фазовых проницаемостей, необходимых в расчетном алгоритме, были получены адаптацией гидродинамической модели к данным истории разработки залежи (Фейзуллаев, Рзаева, 2001). При этом использовались начальные и следующие промысловые данные по V блоку VII горизонта глубокозалегающей газоконденсатной залежи Булла-дениз: пластовое давление – 71,0 МПа, температура – 102°C, плот-

ность конденсата – 800 кг/м<sup>3</sup>, молекулярная масса – 160 кг/кмоль, конденсатосодержание – 362 г/м<sup>3</sup>, пористость коллектора – 16,9%, проницаемость – 0,042 мкм<sup>2</sup>.

Пластовая газоконденсатная система исследуемого объекта характеризовалась следующим начальным составом, моль.%: метан – 88,59; этан – 4,11; пропан – 1,47; бутаны – 0,77; пентан плюс высококипящие – 4,86; углекислый газ – 0,2.

В таблицах 1 и 2 показаны дебиты газа и конденсата соответственно, в таблице 3 – усредненные свойства пластовой жидкости и газа.

На рис.1 представлены кривые фазовой проницаемости газа и конденсата.

**Таблица 1**

Среднесуточный дебит газа по скважинам (тыс. м<sup>3</sup>/сут.)  
для V блока VII горизонта месторождения Булла-дениз

Скв. Годы \	18	20	22	28	39	44	46	50	73	74
1975	976,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	867,2	1326,8	1257,0	-	-	-	-	-	-
1977	-	975,3	245,1	1227,9	-	-	-	-	-	-
1978	-	902,4	213,2	1375,4	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	1272,6	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	1181,6	867,0	-	1016,5	-	-	-
1981	-	300,0	-	1123,3	829,0	702,7	916,3	-	-	-
1982	-	300,0	-	955,5	747,0	846,4	766,9	714,4	-	-
1983	-	224,7	-	-	673,7	807,9	694,2	570,6	-	-
1984	-	150,4	-	-	639,0	697,0	603,7	556,0	-	-
1985	-	108,1	-	-	553,7	758,9	571,0	510,5	-	-
1986	-	83,2	-	-	419,3	568,2	512,5	432,0	-	-
1987	-	-	-	-	311,7	-	380,0	317,0	269,6	-
1988	-	39,4	-	-	303,3	-	386,8	279,0	270,2	-
1989	-	-	-	-	288,5	-	386,9	192,5	265,2	-
1990	-	-	-	-	260,0	-	365,4	131,5	246,8	-
1991	-	-	-	-	255,6	-	339,4	95,0	190,3	111,64
1992	-	-	-	-	212,2	-	319,6	68,0	145,7	49,92
1993	-	-	-	-	200,0	-	253,0	134,0	147,5	32,29
1994	-	-	-	-	147,4	-	203,0	-	141,9	-
1995	-	-	-	-	111,6	-	210,4	-	168,9	-
1996	-	-	-	-	100,5	-	200,4	-	148,6	-
1997	-	-	-	-	95,6	-	187,6	-	132,5	-
1998	-	-	-	-	88,5	-	165,8	-	125,0	-
1999	-	-	-	-	78,0	-	160,0	-	120,5	-
2000	-	-	-	-	70,0	-	155,0	-	120,0	-

**Таблица 2**  
Среднесуточный дебит конденсата по скважинам (т/сут.)  
для V блока VII горизонта месторождения Булла-дениз

Скв. Годы \	18	20	22	28	39	44	46	50	73	74
1975	301,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1976	-	288,0	477,0	414,7	-	-	-	-	-	-
1977	-	294,7	76,0	378,3	-	-	-	-	-	-
1978	-	259,0	28,0	367,6	-	-	-	-	-	-
1979	-	-	-	342,7	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	314,0	225,0	-	264,5	-	-	-
1981	-	-	-	217,0	197,4	178,4	226,2	-	-	-
1982	-	60,0	-	146,6	158,0	201,0	176,1	126,4	-	-
1983	-	60,0	-	-	131,3	167,3	144,2	104,6	-	-
1984	-	35,0	-	-	92,5	109,4	99,7	73,8	-	-
1985	-	25,0	-	-	65,3	81,4	73,0	60,6	-	-
1986	-	16,0	-	-	43,4	65,0	57,0	44,4	-	-
1987	-	9,3	-	-	30,2	-	37,5	32,0	25,6	-
1988	-	4,0	-	-	24,4	-	31,3	24,8	23,0	-
1989	-	-	-	-	21,4	-	24,3	11,7	19,8	-
1990	-	-	-	-	18,0	-	19,7	6,9	16,5	-
1991	-	-	-	-	15,2	-	16,5	6,4	12,8	8,0
1992	-	-	-	-	15,0	-	19,0	6,6	9,0	4,6
1993	-	-	-	-	11,3	-	13,6	10,2	7,3	3,9
1994	-	-	-	-	8,9	-	13,8	9,8	7,7	-
1995	-	-	-	-	8,5	-	12,0	5,4	8,7	-
1996	-	-	-	-	8,0	-	11,5	-	8,3	-
1997	-	-	-	-	7,5	-	11,0	-	7,8	-
1998	-	-	-	-	7,2	-	10,5	-	7,2	-
1999	-	-	-	-	7,0	-	10,0	-	6,7	-
2000	-	-	-	-	6,5	-	10,0	-	6,2	-

**Таблица 3**  
Свойства пластовой жидкости и газа

P, (MPa)	Плотность газа	Плотность конденсата	Вязкость газа	Вязкость конденсата	Конденсато- насыщенность
71,6	0,465	0,465	0,062	0,121	0
65,0	0,411	0,485	0,056	0,133	0,129
60,0	0,383	0,511	0,051	0,144	0,192
55,0	0,341	0,535	0,046	0,154	0,25
50,0	0,304	0,553	0,04	0,173	0,29
45,0	0,262	0,591	0,035	0,201	0,33
40,0	0,221	0,618	0,029	0,233	0,36
35,0	0,183	0,644	0,024	0,271	0,387
30,0	0,144	0,682	0,021	0,31	0,4
25,0	0,114	0,707	0,018	0,35	0,395
20,0	0,079	0,734	0,015	0,4	0,37
15,0	0,044	0,758	0,012	0,47	0,34
10,0	0,031	0,773	0,01	0,55	0,29
5,0	0,0025	0,781	0,008	0,63	0,25

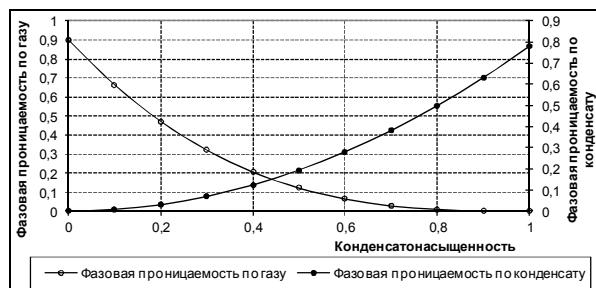


Рис. 1. Кривые фазовых проницаемостей

Адаптация гидродинамической модели к истории разработки проводилась путем минимизации пластового давления и добычи конденсата по годам разработки залежи.

Расчеты эксплуатации скважин газо-конденсатного месторождения Булла-дениз в данной серии проводились в интервале понижения давления в призабойной зоне скважин от 71,6 до 25,0 МПа, при этом давление максимальной конденсации газоконденсатной смеси составляет около 26,0-27,0 МПа. Серия расчетов обработки скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации осуществлялась для уровня давления 25,0 МПа, а при пластовых давлениях выше давления максимальной конденсации – при 35,0 МПа. Профили конденсатонасыщенности призабойной зоны скважины до ее обработки для этих уровней давления представлены ниже.

**Обработка призабойных зон скважин “сухим” газом при давлениях ниже давления максимальной конденсации.** Результаты расчетов подтвердили, что воздействие “сухим” газом на скважины при пластовых давлениях ниже давления максимальной конденсации оказывается довольно эффективным процессом. Нагнетание газа позволяет удалить из призабойной зоны скважины ретроградный конденсат и сохранить относительно низкие значения конденсатонасыщенности даже после повторного его накопления. В качестве примера на рис.2 представлено распределение насыщенности жидкой фазы коллектора у забоя скважины (скв.39) в различные моменты эксплуатации скважины после обработки ее газом в объеме 450 тыс. м<sup>3</sup>. В результате нагнетания газа выпавший ретроградный конденсат полностью испаряется в зоне ра-

диусом 5 м от скважины и конденсатонасыщенность в этой зоне почти приближается к нулю, а в зоне радиусом от 5 до 35 м насыщенность конденсата возрастает до значений средней по пласту.

После пуска скважины в эксплуатацию отмечается повторное постепенное накопление жидкой фазы в призабойной зоне скважины. Как видно из рис.2, уже через 30 суток работы скважины с дебитом около 100 тыс.м<sup>3</sup> в зоне пласта, расположенной от скважины на расстоянии 5-10 м, отмечается возрастание конденсатонасыщенности до значений 25%.

Через 60 суток эксплуатации скважины насыщенность конденсата возрастает до 38%, а сама зона повышенной конденсатонасыщенности увеличивается и располагается на расстоянии от 10 до 20 м от скважины. Одновременно и непосредственно у скважины на расстоянии около 1-2 м насыщенность возрастает до 32% за счет резкого изменения давления в этой зоне. В дальнейшем накопление конденсата продолжается и к концу 8-го месяца отбора продукции насыщенность конденсата у забоя скважины возрастает до начального максимального значения до обработки (80-90%).

При эксплуатации скважины после ее обработки продуктивность увеличивается в начальный момент в 1,8 раза (рис.3).

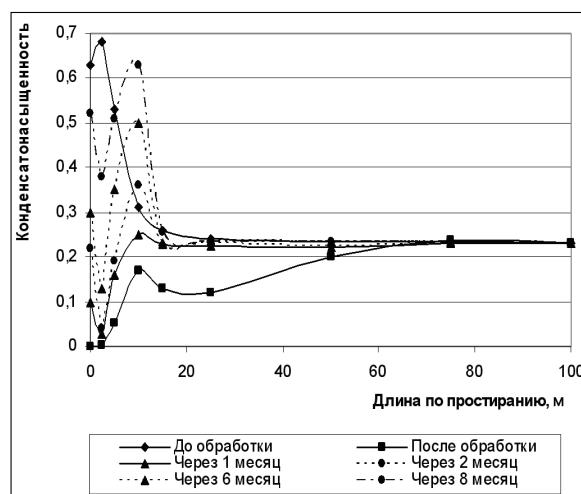


Рис. 2. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 в процессе эксплуатации до и после обработки ее “сухим” газом при давлениях ниже давления максимальной конденсации

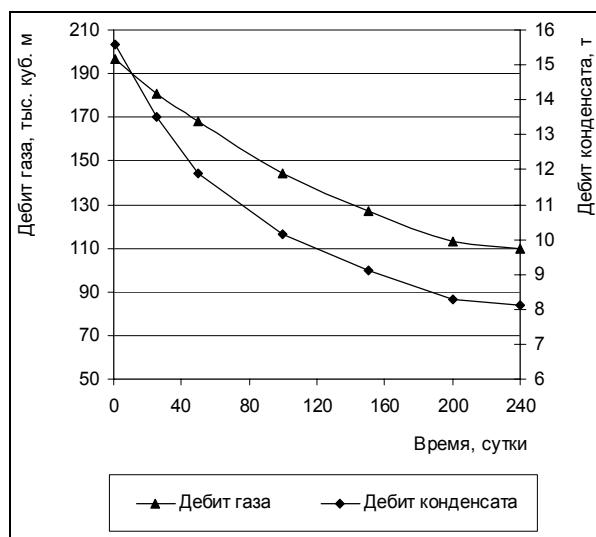


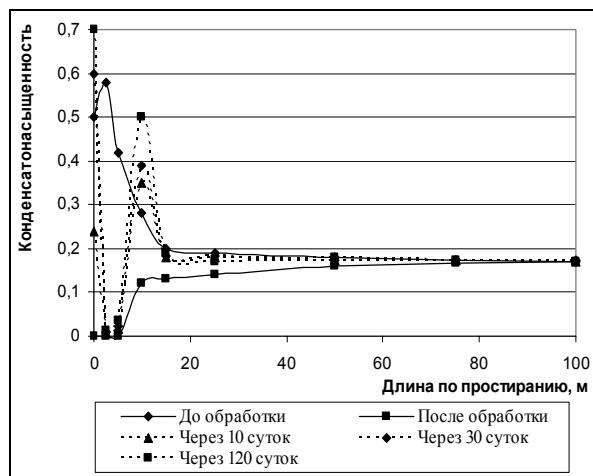
Рис. 3. Изменение дебита газа и конденсата после обработки призабойной зоны скв.39 во времени при давлениях ниже давления максимальной конденсации

**Обработка призабойных зон скважин “сухим” газом при давлениях выше давления максимальной конденсации.** Процессы фильтрации и фазового поведения углеводородов в ходе обработки скважин при давлении выше давления максимальной конденсации в значительной мере отличаются от уже рассмотренных процессов. Обработка призабойной зоны “сухим” газом в этом случае позволяет очистить ее от ретроградной жидкости даже лучше, чем при более низких давлениях. Однако после пуска скважины в эксплуатацию отмечается интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата, и это приводит к снижению эффективности воздействия на призабойную зону скважин.

На рис. 4 представлены результаты расчета обработки скв.39 исследуемого объекта в объеме 450 тыс.м<sup>3</sup> газами при среднем пластовом давлении 34,0 МПа. Как видно из рисунка, в этом случае выпавший ретроградный конденсат полностью испаряется в зоне скважины радиусом 5-6 м. Зона с изменяющейся насыщенностью занимает всего около 5 м на расстоянии от скважины 6-11 м. Такой характер оттеснения ретроградного конденсата “сухим” газом объясняется тем, что при давлении на забое скважины 34,0-36,0 МПа фильтрация “сухого” газа и пластовой смеси происходит в условиях, близких к однокон-

тактному смещающемуся вытеснению. В фазе отбора газоконденсатной смеси из скважины на расстоянии до 1-4 м от призабойной зоны практически сразу происходит повторное накопление ретроградного конденсата. Это накопление вызывается поступлением обогащенной газоконденсатной смеси из области более высоких давлений в область пониженных. В этой области, где изменение давления особенно резкое, происходит выпадение значительного объема конденсата и его интенсивное накопление. Одновременно с этим значительное накопление ретроградного конденсата происходит в зоне, содержащей неравновесную жидкость, где после обработки насыщенность конденсата изменялась от нуля до средней пластовой. В результате этого уже через 10 суток после начала отбора флюида из скважины насыщенность конденсата у забоя скважины составила 20-25%, а максимальная насыщенность в зоне на расстоянии 7-11 м возросла до 35%. Накопившаяся у забоя жидкость начинает блокировать скважину, вызывая резкое уменьшение дебита скважины по газу. В этот период времени происходит уменьшение дебита скважины от 180-190 до 80-90 тыс.м<sup>3</sup>/сут. (см.рис.5). С течением времени насыщенность у забоя скважины продолжает возрастать, и уже через один месяц работы скважины она составляет около 60%, что приводит к уменьшению дебита скважины по газу до 70-75 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Характерно при этом существование практически «сухой» зоны у скважины радиусом 3-5 м между двумя зонами с повышенной насыщенностью конденсата. Поддержание незначительных по величине депрессий на скважине после ее обработки в этом случае малоэффективно. Накопление конденсата происходит медленней, однако и дебиты скважины оказываются небольшими вследствие малых перепадов давления. При задании более высоких депрессий накопление конденсата также увеличивается.

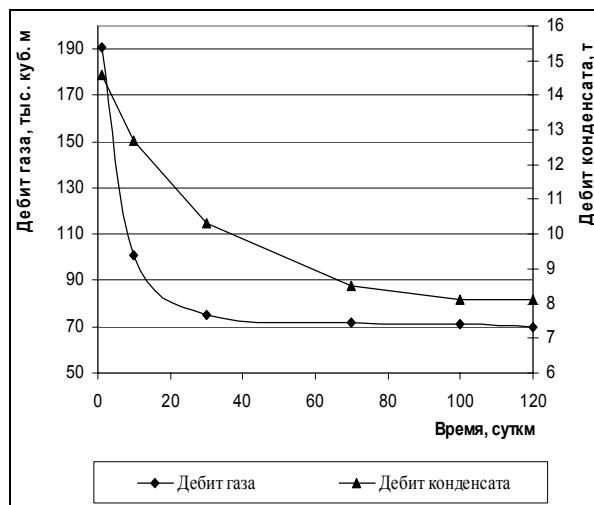
Интенсивное повторное накопление ретроградного конденсата наблюдалось также и в других расчетных вариантах, отличающихся от представленного варианта начальным составом газоконденсатной смеси, уровнем пластового давления, превышающим дав-



**Рис. 4.** Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 в процессе эксплуатации до и после обработки ее “сухим” газом при давлениях выше давления максимальной конденсации

ление максимальной конденсации, а также коллекторскими свойствами пластов. Анализ результатов выполненных расчетов позволяет сделать выводы о том, что определенное уменьшение интенсивности повторного накопления конденсата наблюдается с приближением пластового давления к давлению максимальной конденсации.

Таким образом, повторное накопление конденсата может явиться одним из ограничивающих факторов применения метода восстановления продуктивности скважин путем обработки их призабойных зон “сухим” газом. С этой точки зрения обработку призабойных скважин следует рекомендовать для газоконденсатных пластов при давлениях ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси или близких к нему. После обработки скважин в этих условиях отмечается медленное повторное накопление ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин. Обработка призабойных зон скважин может оказаться малоэффективной для газоконденсатных пластов, эксплуатирующихся при давлениях, значительно превосходящих давление максимальной конденсации вследствие быстрого повторного накопления конденсата. На рис.5 представлена динамика дебита газа и конденсата в различные моменты эксплуатации скважины после обработки ее “сухим” газом.



**Рис. 5.** Изменение дебита газа и конденсата после обработки призабойной зоны скв.39 во времени при давлениях выше давления максимальной конденсации

Из рисунка видно, что продуктивность скважин в начальный момент возрастает в 1,75-1,8 раз. По истечении 10 суток эксплуатации скважины продуктивность ее остается на 30-35% выше, чем до обработки.

Таким образом, создана математическая модель расчета и составлена соответствующая компьютерная программа, позволяющая изучить показатели воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины «сухим» газом на различных стадиях разработки залежей. При этом:

1. Наиболее лучшие показатели процесса воздействия выявлены при давлениях ниже давления максимальной конденсации газоконденсатной смеси.
2. Результаты теоретических расчетов и экспериментальных исследований в рВТ-бомбе почти совпадают.

Работа выполнена при финансовой поддержке Научного фонда SOCAR.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., АБАСОВ, Ш.Д., ГАМИДОВ, Н.Н. 1998. Исследование влияния различных факторов на испаряемость углеводородных конденсатов. *Изв.НАНА. Науки о Земле*, 2, 48-53.  
 АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЕВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Моделирование процесса разработки газоконденсатной залежи. *Изв.НАНА. Науки о Земле*, 1, 65-69.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2009. О фазовых превращениях при разработке газоконденсатных залежей. *Докл. РАН*, 427, 6, 3-8.

АБАСОВ, М.Т., АББАСОВ, З.Я., ФАТАЛИЕВ, В.М., ГАМИДОВ, Н.Н., МАМЕДОВА, Г.Г. 2011. Экспериментальное изучение показателей воздействия на призабойную зону газоконденсатной скважины в зависимости от стадии ее эксплуатации. *Изв. НАНА. Науки о Земле*, 2, 25-31.

ГРИЦЕНКО, А.И., РЕМИЗОВ, В.В. и др. 1995. Руководство по восстановлению продуктивности газоконденсатных скважин. ВНИИГАЗ. Москва. 65с.

МИСКЕВИЧ, В.Е. 2006. Экспериментальное исследование растворимости конденсата, выделившегося в пласте. *Газовая промышленность*, 4, 42-46.

ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г. 2001. Адаптация гидродинамической модели по данным истории разработки газоконденсатной залежи. *Изв. НАНА. Науки о Земле*, 2, 19-21.

*Рецензент: д.т.н. Т.С.Салаватов*