

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СКВАЖИНЫ ГАЗАМИ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

Х.А.Фейзуллаев

*Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье на основе многокомпонентной фильтрации численно исследован процесс обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины газами различного состава для условий глубокозалегающей газоконденсатной залежи.

Накопление ретроградного конденсата у забоя газоконденсатных скважин является одной из основных причин снижения их продуктивности (Абасов и др., 1999; Абасов и др., 2003; Абасов и др., 2006; Гриценко и др., 1995; Гриценко и др., 1997). Поэтому вполне естественно для повышения продуктивности скважин использовать методы удаления ретроградного конденсата из их призабойных зон. К таким методам в первую очередь следует отнести обработку прискважинных зон пласта углеводородными растворителями.

Известны методы (Гриценко и др., 1995; Гриценко и др., 1997) увеличения производительности добывающих газоконденсатных скважин путем воздействия, в том числе и циклического (Абасов и др., 2000; Абасов и др., 2001), на их призабойную зону “сухими” или обогащенными углеводородными газами, а также газами с неуглеводородными включениями. Физической основой этих методов является испарение жидкого в пластовых условиях конденсата в газах различного состава.

При прогнозировании показателей обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины углеводородными и неуглеводородными газами была использована многокомпонентная математическая модель фильтрации газоконденсатной смеси (Азиз, Сеттари, 1982; Гриценко и др., 1995; Гриценко и др., 1997; Фейзуллаев, 2006; Реасемен, 1997). Эта модель позволяет определять состояние многокомпонентной смеси во всех случаях фильтрации при давлениях как выше, так и ниже давления начала конденсации и решать задачи фазового равновесия – устанавливать составы и насыщенность фаз и использовать

расчетные методики определения их физических свойств. Описанная математическая модель включает в себя сложную нелинейную систему дифференциальных уравнений, и для ее решения нами использован численный метод «неявное по давлению и явное по доли компонентов» (Фейзуллаев, 2006).

Отметим, что общие принципы вышеназванного численного метода для задач фильтрации газоконденсатной смеси наиболее полно изложены в работах (Азиз, Сеттари, 1982; Реасемен, 1997). Отличительной особенностью метода, предложенного в (Фейзуллаев, 2006), по сравнению с другими численными методами является то, что при определении составов фаз этим методом обеспечиваются консервативность и устойчивость по всем компонентам. Численный алгоритм, который предложен в (Фейзуллаев, 2006), позволяет более точно описывать течение газоконденсатных смесей в призабойной зоне пласта.

С использованием алгоритма (Фейзуллаев, 2006) были рассчитаны показатели обработки призабойной зоны скважин 39, 46, 73 “сухим” газом, содержащим азот и углекислый газ в количествах соответственно 22 и 30 моль %, установленных РВТ исследованиями.

На рис. 1 а,б показано изменение насыщенности коллектора жидкостью в призабойной зоне на примере скважины 46 после обработки “сухим” газом, содержащим в указанных выше соотношениях азот или углекислый газ. Из рисунков видно, что нагнетание неуглеводородных газов в составе “сухого” газа в указанных соотношениях приводит к лучшему удалению ретроградного конденсата из призабойной зоны скважины. В представленном примере об-

работка призабойной зоны азотом в количестве около 22% в составе “сухого” газа лишь немногим уступает по эффективности аналогичному воздействию сухим газом (Фейзуллаев, 2006). Несколько лучше в этих условиях удаляет конденсат сухой газ с добавлением углекислого газа. Так, в вариантах с нагнетанием в скважину азота в составе сухого газа радиус пониженной насыщенности коллектора жидкостью составлял около 30-40 м, а в варианте с нагнетанием углекислого газа в составе сухого газа – около 40-45 м (рис. 2). Интересно, что состав оставшейся после обработки ретроградной жидкости оказался схожим во всех вариантах воздействия (рис. 3 а,б). В зоне пласта с постоянной насыщенностью жидкость состояла в основном из наиболее тяжелых фракций, а в зоне с изменяющимся насыщением – из менее тяжелой фракции.

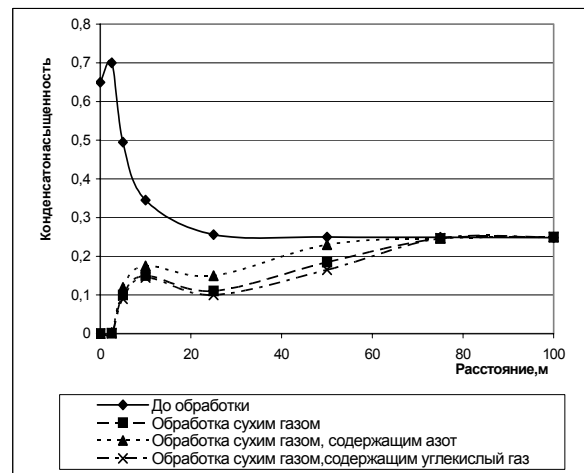
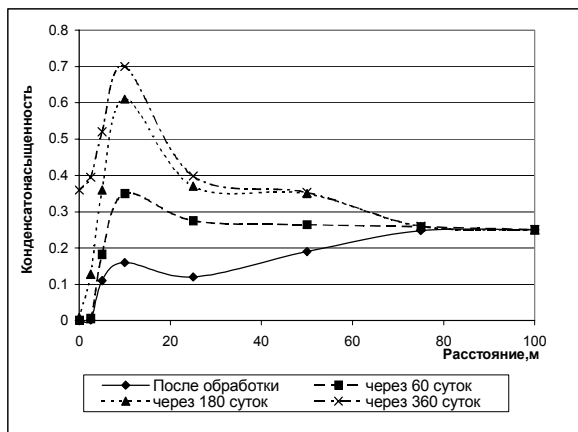
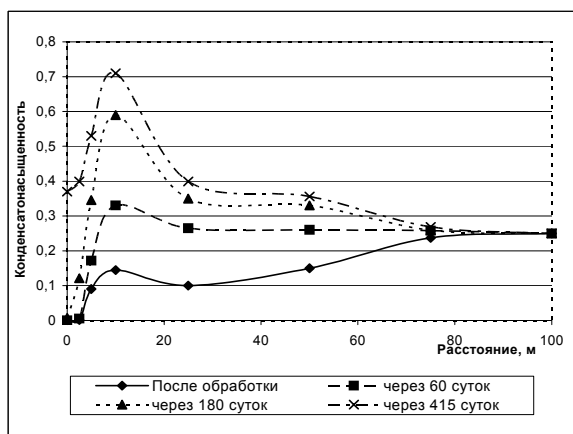


Рис. 2. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.46 после обработки различными газами

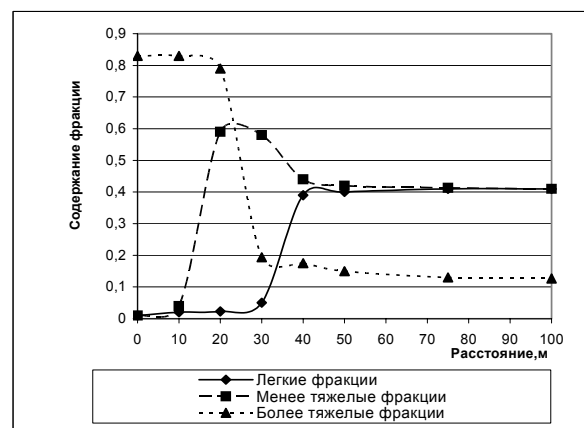


а)

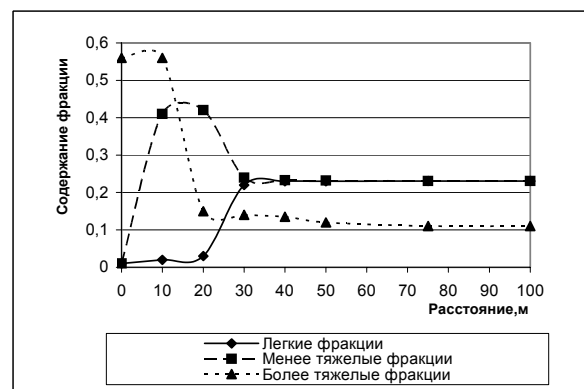


б)

Рис. 1. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.46 в процессе эксплуатации после обработки ее сухим углеводородным газом, содержащим азот (а); углекислый газ (б)

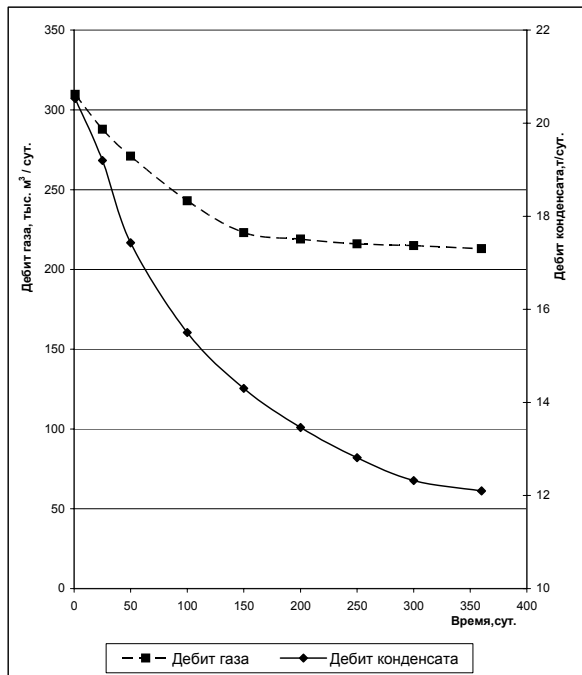


а)

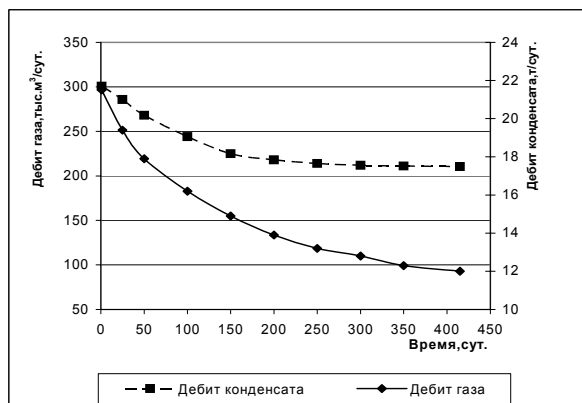


б)

Рис. 3. Распределение углеводородных компонентов в жидкой фазе у забоя скв.46 после обработки ее сухим газом, содержащим азот (а); углекислый газ (б)



а)



б)

**Рис. 4.** Изменение дебита газа и конденсата после обработки призабойной зоны скв.46 сухим углеводородным газом, содержащим азот (а); углекислый газ (б)

На рис. 4 а,б представлена динамика дебита газа и конденсата на различные моменты эксплуатации скважины 46 после обработки ее «сухим» газом, содержащим азот или углекислый газ в указанных соотношениях. Из рисунка видно, что продуктивность скважин возрастает около 1,75-1,8 раза. По истечении 6 месяцев эксплуатации скважины продуктивность ее остается на 30-35 % выше, чем до обработки. Дальнейшая эксплуатация скважины после такой ее обработки сопрово-

ждается повторным накоплением конденсата у забоя, но в более узкой зоне, чем до обработки (рис. 1 а,б).

Напомним, что нами аналогичная задача решалась и с использованием бинарной модели фильтрации, когда математическое обеспечение алгоритма осуществляется на основании PVT исследований. Сравнивая эти результаты с приведенными выше, полученными на основании многокомпонентности системы, можно заключить об их близости.

Таким образом, исследован процесс повышения производительности газоконденсатных скважины глубокозалегавшей залежи Азербайджана Булла-дениз путем обработки ее призабойной зоны сухими газами, содержащими азот и углекислый газ, и установлена его высокая эффективность. При этом отмечено, что эту задачу можно моделировать с одинаковой точностью с использованием многокомпонентной или бинарной модели фильтрации газоконденсатной смеси. А вопрос применения той или иной модели должен решаться в зависимости от набора необходимых исходных данных и характера решаемых задач.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ГАМИДОВ, Н.Н. 2000. Экспериментальное исследование испаряемости конденсата «сухим» углеводородным газом, содержащим азот. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 102-110.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ГАМИДОВ, Н.Н. 2001. Исследование влияния углекислого газа в составе «сухого» углеводородного газа на испаряемость конденсатов. *Изв. НАН Азерб. Науки о Земле*, 2, 93-96.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ Х.А., РЗАЕВА В.Г. 1999. Моделирование процесса извлечения конденсата из призабойной зоны скважины «сухим» углеводородным газом. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 3-6.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г., ГАМИДОВ, Н.Н. 2003. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин в поздней стадии разработки месторождений. *Геология нефти и газа*, 3, 48-52.
- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Моделирование процесса разработки газоконденсатных залежей. *Изв. НАН Азерб. Науки о Земле*, 1, 65-69.

- АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407.
- ГРИЦЕНКО, А.И., НИКОЛАЕВ, В.А., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М. 1995. Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 239.
- ГРИЦЕНКО, А.И., ТЕР-САРКИСОВ, Р.М., ШАНДРЫГИН, А.Н., ПОДЮК, В.Г. 1997. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. Недра. Москва. 364.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины "сухим" газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *Изв. НАН Азерб. Науки о Земле*, 2, 48-54.
- PEACEMEN, D.W. 1997. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier. New-York.

**Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов**