

ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН НАГРЕТЫМ ЖИДКИМ УГЛЕВОДОРОДОМ

Х.А.Фейзуллаев¹, М.С.Халилов²

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

2 – *Бакинский государственный университет
AZ1148, Баку, ул. З.Халилова, 23*

На основе ранее разработанного численного метода на базе неизотермической многокомпонентной фильтрации флюидов исследован процесс повышения продуктивности газоконденсатной скважины при обработке ее призабойной зоны нагретым жидким углеводородом.

Опыт разработки газоконденсатных месторождений указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе эксплуатации месторождений. В ходе эксплуатации газоконденсатных месторождений коэффициент продуктивности скважин иногда изменяется в сторону увеличения, в большинстве же случаев разработка месторождений сопровождается значительным уменьшением коэффициента продуктивности. Снижение продуктивности скважин в процессе разработки связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются: ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в призабойной зоне пласта; накопление жидкости в стволе скважины вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва к скважине воды (Абасов, Оруджалиев, 1989).

Известны методы (Митлин, 1986 и др.) увеличения производительности добывающих газоконденсатных скважин путем воздействия, в том числе и циклического (Abasov et al., 1998), на их призабойную зону “сухим” или обогащенным углеводородным газом, в том числе нагретым, а также углеводородосодержащим газом. Физической основой этого метода является испарение жидкого в пластовых условиях конденсата газами различного состава, что улучшает приток газа к скважине.

Рассматривается моделирование процесса извлечения ретроградного конденсата из пласта путем закачки нагретого жидкого

углеводорода, с использованием теоретической базы неизотермической многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси (Абасов и др., 2011; Закиров и др., 1988; Курбанов, Розенберг, 1968), в которой за независимые переменные приняты давление, температура и состав смеси. 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 (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002), находить состав и насыщенность фаз и использовать расчетную методику определения их физических свойств.

При многокомпонентной фильтрации с фазовыми переходами газогидродинамическая и термодинамическая задачи были решены совместно, и метод решения изложен в (Абасов и др., 2011; Фейзуллаев, 2006). При этом взаимовлияние полей давления составов и температуры удается учитывать на основе метода последовательных приближений (Закиров и др., 1988).

С использованием модели изучен процесс истощения V блока VII горизонта глубоководного газоконденсатного месторождения Булла-дениз, и на основе конкретных условий залежи исследован процесс обработки призабойной зоны скважины жидким углеводородом. При обработке принимается, что пропан (в первом случае) или пропан-бутановая фракция (во втором случае) подаются в скважину с более высокой температурой по

сравнению с пластовой. В расчетах разность забойной и пластовой температур задавалась в различных вариантах: 20К, 40К, 60К при пластовой температуре 374 К.

В первом случае расход пропана составляет 50 т, 40 т, 25 т, а последующая прокачка сухого газа соответственно – 100 тыс. м³, 60 тыс. м³, 25 тыс. м³. Результаты расчета представлены на рис. 1-2 на примере скв.39 в виде распределения в призабойной зоне температуры и конденсатонасыщенности соответственно. Из рис.1 видно, что основной прирост температуры происходит в скважине непосредственно у ее забоя.

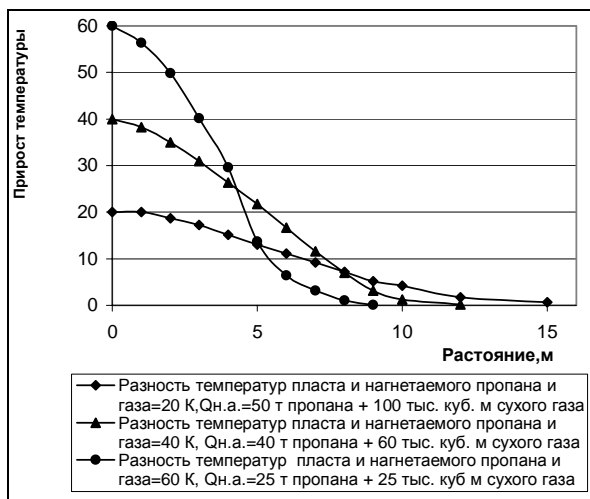


Рис. 1. Прирост температуры в призабойной зоне скв.39 при нагнетании нагретого пропана

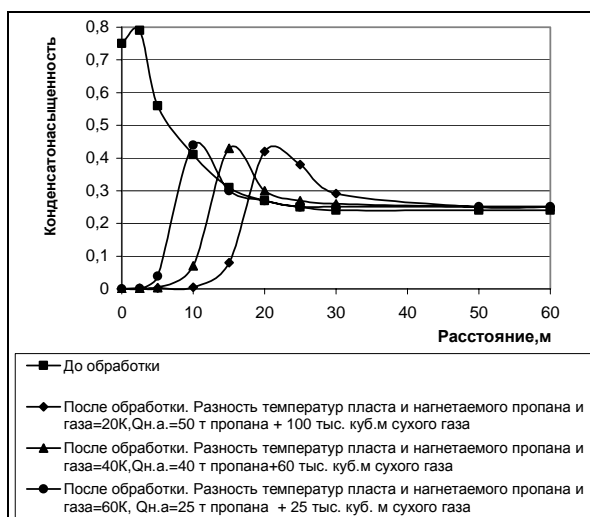


Рис. 2. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 после обработки ее нагретым пропаном

Процесс обработки протекает в условиях многоконтрастного смешивающегося вытеснения пластовой газоконденсатной смеси пропаном и пропана сухим газом. В результате пропан в нагретой зоне полностью испаряет пластовую жидкость и сам частично испаряется и вытесняется газом. После обработки призабойной зоны на 9-20 м от скважины образуется вал. Максимальная конденсатонасыщенность в нем – 0,35-0,43 (рис.2).

В начальный момент после пуска скважины в эксплуатацию жидкостный вал начинает перемещаться в сторону скважины, занимает некоторое определенное положение и в течение длительного времени эксплуатации остается практически неподвижным во всех рассматриваемых вариантах, первый из которых показан на рис.3. В результате обработки скважины нагретым пропаном продуктивность ее увеличивается в 2,5; 2,2; 2 раза по вышеуказанным вариантам соответственно, и в течение длительного времени она не меняется. За счет повторного накопления ретроградного конденсата постепенно продуктивность скважин ухудшается. Снижение продуктивности в общем случае происходит несколько медленнее, чем после воздействия на призабойную зону скважины нагретым пропаном в том же объеме, но в изотермических условиях.

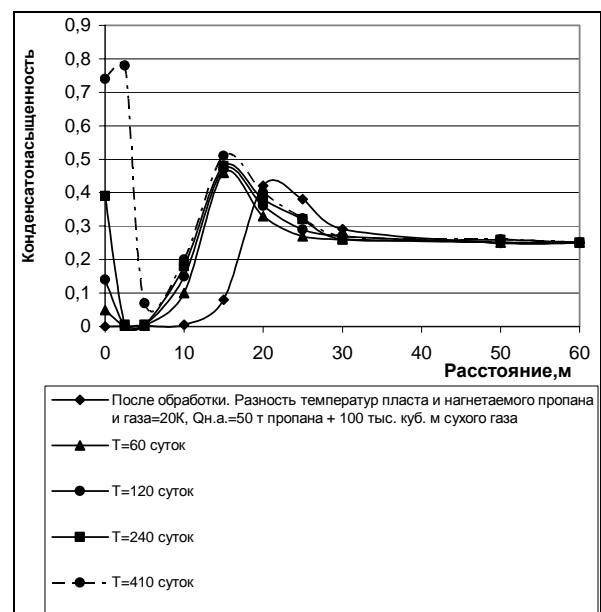


Рис. 3. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 после обработки нагретым пропаном

Срок повышенной продуктивности скв.39 в рассматриваемом варианте составляет 410, 310, 280 суток соответственно (рис.4).

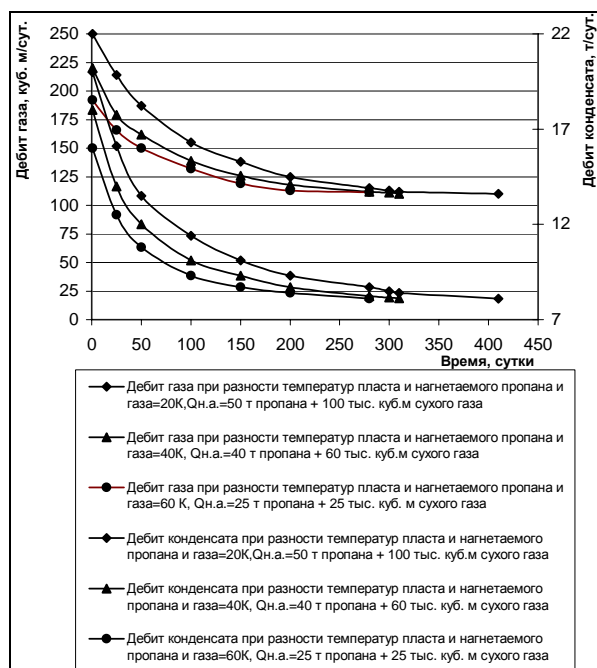


Рис. 4. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 нагретым пропаном

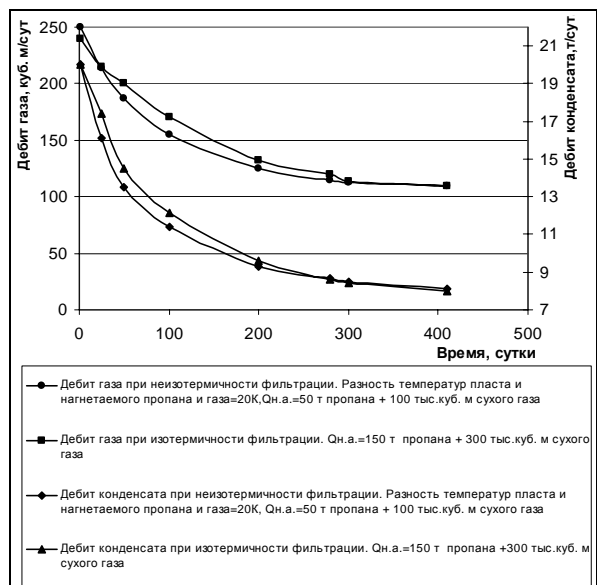


Рис. 5. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 нагретым пропаном

Обработка призабойных зон скважин нагретым пропаном с последующей прокачкой нагретого газа несколько сократит объемы нагнетания рабочих агентов по сравнению с нагнетанием тех же агентов в изотермических условиях для получения одинаковых значений повышенной продуктивности (рис.5).

Во втором случае расход пропан-бутановой фракции жидких углеводородов, в состав которых входят 40% пропана, 60% бутана, составляет 50 т, 40 т, 25 т, а последующая прокачка сухого газа соответственно – 100 тыс.м³, 60 тыс.м³, 25 тыс.м³. Результаты обработки призабойной зоны на примере скв.39 представлены на рис.6-8. На рис.6 показана динамика профиля конденсатонасыщенности призабойной зоны скв.39 для различных вариантов, отмеченных выше. Несколько большее удаление ретроградного конденсата от скважины в первом варианте объясняется более значительным объемом нагнетаемой пропан-бутановой фракции жидких углеводородов. При заданных условиях обработки скважины образовавшаяся в призабойной зоне нагретая оторочка жидких углеводородов вытесняет ретроградный конденсат, смешиваясь с ним. Закачиваемый вслед за пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов нагретый сухой газ в свою очередь вытесняет жидкость в условиях многоконтрактного смешивающегося вытеснения с интенсивным испарением промежуточных и тяжелых углеводородных компонентов. В итоге образуется зона с конденсатонасыщенностью, меньшей средней по пласту конденсатонасыщенности. Эксплуатация скважины после ее обработки вызывает повторное накопление ретроградного конденсата. Однако этот процесс протекает медленно, и определенное возрастание конденсатонасыщенности отмечается непосредственно у скважины на расстоянии примерно 2- 5м (рис.7). В результате обработки скважины ее продуктивность увеличивается по трем вариантам примерно в 2,3; 2; 1,8 раз соответственно, и на примере скв.39 представлена на рис.8. Срок повышенной продуктивности скв.39 в рассмотренном варианте составляет 400, 290, 260 суток соответственно.

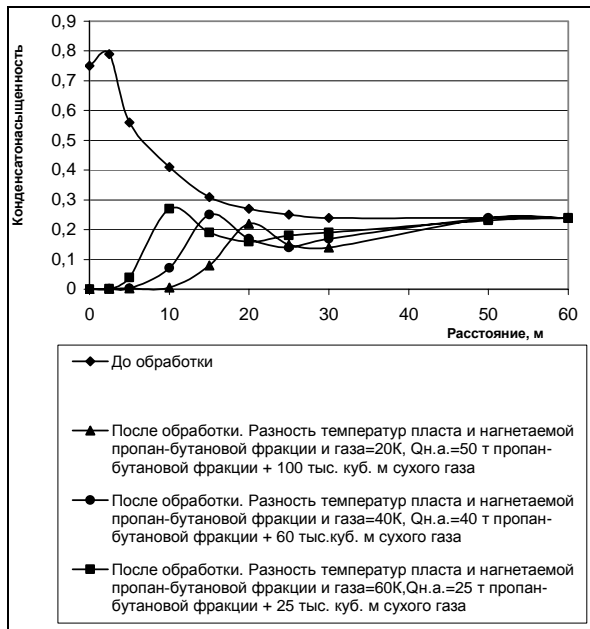


Рис. 6. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 после обработки ее нагретой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов

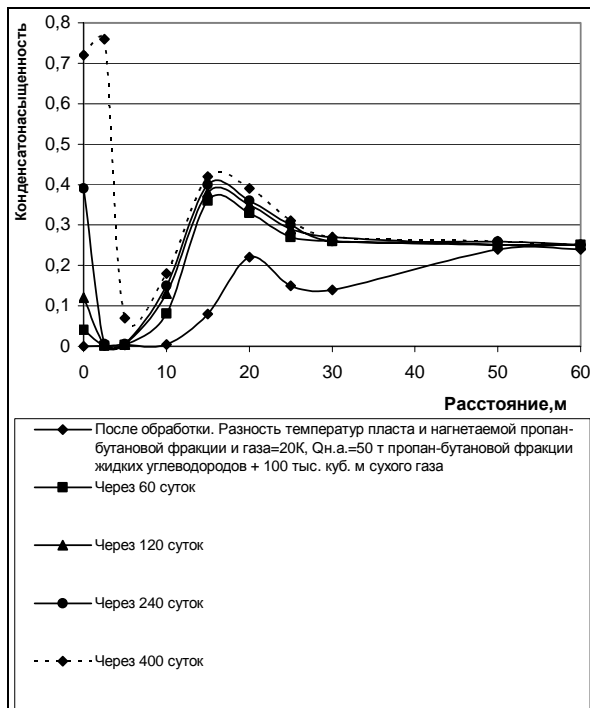


Рис. 7. Изменение конденсатонасыщенности коллектора в призабойной зоне скв.39 после обработки теплой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов

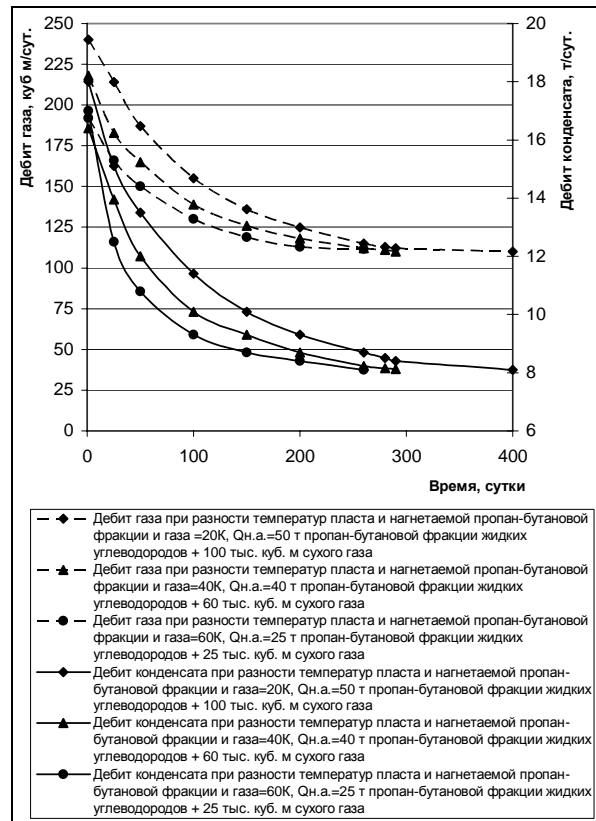


Рис. 8. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 теплой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов

Обработка призабойных зон скважин нагретой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов позволяет сократить объемы нагнетания рабочих агентов по сравнению с нагнетанием тех же агентов в изотермических условиях для получения одинаковых значений повышенной продуктивности примерно в 2,5-3 раза (рис.9).

В целом обработку призабойных зон скважин нагретым пропаном и нагретой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов с последующей прокачкой нагретым газом можно рассматривать как достаточно эффективный процесс удаления ретроградного конденсата и повышения продуктивности газоконденсатных скважин. Закачка нагретого газа позволяет несколько сократить объемы нагнетания сухого газа в ходе обработки скважин, и это компенсирует усложнение технологии самой обработки.

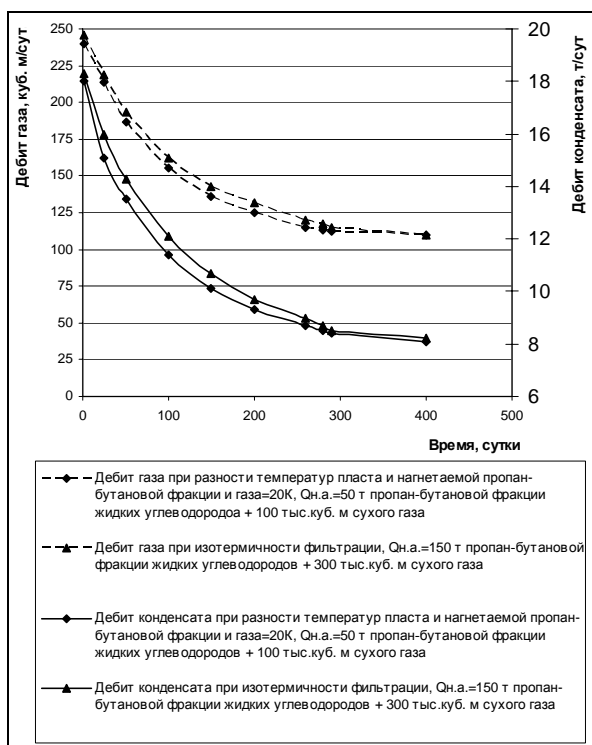


Рис. 9. Изменение дебита газа и конденсата во времени после обработки скв.39 теплой пропан-бутановой фракцией жидких углеводородов

Выводы:

Метод обработки призабойных зон пласта нагретым жидким углеводородным растворителем с последующей прокачкой нагретого газа является высокоэффективным про-

цессом, что и приводит к улучшению показателей добычи газа и конденсата.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АБАСОВ, З.Я., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2011. Численное моделирование процесса неизотермической многокомпонентной фильтрации газоконденсатной смеси. *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 48-54.
- АБАСОВ, М.Т., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1989. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 262.
- АБАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312.
- БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575.
- ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН, В.Я., ПАЛАТНИК, В.М., ЮФИН, П.А. 1988. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. Справочное пособие. Недра. Москва. 335.
- КУРБААНОВ, А.К., РОЗЕНБЕРГ, М.Д. 1968. Неизотермическая фильтрация многокомпонентных жидкостей. В Ежегоднике ВНИИ: *Теория и практика добычи нефти*. Недра. Москва. 102-109.
- МИТЛИН, В.С. 1986. Новые методы расчета воздействия обогащенного газа на газоконденсатный пласт. Дис. на соискание уч. степ. канд. тех. наук. ВНИИГАЗ. 157.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2006. Численное моделирование обработки призабойной зоны газоконденсатной скважины "сухим" газом с учетом многокомпонентной фильтрации системы. *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 48-54.
- АВАСОВ, М., АBBАСОВ, Z., АBBАСОВ, Sh. et al. 1998. Study of hydrocarbon condensate evaporation. *Proceeding of the 2nd International Non Renewable Energy Sources Congress*. Tehran. 1, 258-265.

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