

УДК 622.327

**Особенности эксплуатации газодобывающих скважин на поздней  
стадии разработки залежей**

**Уюмни ишлатишнинг охирги даврида газ казиб олувчи кудукларни  
ишлатиш хусусиятлари**

**Particular operating gas wells at a late stage development deposits**

**Акрамов Б.Ш., Элмуродов, Нагметов М.Н, Санетуллаев Е.Е,  
Нуриддинов Ж.Ф.**

*В статье рассмотрены условия эксплуатации газовых скважин в поздней стадии разработки залежей. Предложены рекомендации по регулированию работы скважин и установлению оптимального их дебита.*

*Маколада уюмларни ишлатишнинг якуний даврида газ казиб олувчи кудукларнинг ишлаш шароити куриб чикилган. Бу кудукларни ишлатиш холатини бошқариш ва оптимал махсулот микдорини урнатилиш борасида тавиялар берилган.*

*The article describes the operating conditions of gas wells in the late stage of development of deposits. Of the wells and establish their optimal production rate.*

При снижении пластового давления и дебита ухудшаются условия выноса жидкости с забоя скважин. Появление жидкости в продукции скважин связано как с подтягиванием подошвенных и контурных вод, негерметичностью цементного камня, так и с конденсацией паров воды в стволе скважины. Эксплуатация таких скважин осложняется низкими пластовыми давлениями и рабочими депрессиями на пласт, что не позволяет обеспечить необходимые условия для выноса жидкости с забоя скважин. Накопление сконденсировавшейся воды приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений, снижению дебита (неконтролируемым остановкам), разрушению пласта-коллектора и образованию песчано-глинистых пробок, что приводит к снижению объемов добычи газа. Этот процесс, развиваясь во времени, может привести к прекращению эксплуатации.

Для очистки ПЗП скважин от пластовых жидкостей и механических примесей приходится проводить продувки.

При условии, что природный газ в пластовых условиях находится в равновесном состоянии, следует, что при эксплуатации с дебитами, не обеспечивающими вынос жидкости из насосно-компрессорных труб (НКТ), происходит выпадение конденсационной воды в стволе скважины, а это приводит к увеличению столба жидкости на 1,5-2,5 м в сутки для диаметра НКТ 168 мм, что приводит к еще более интенсивному выпадению конденсационной воды. Увеличение столба жидкости приводит к уменьшению дебита и остановке скважины (самозадавливанию). Учитывая,

что такая эксплуатация происходит при депрессии на пласт менее 0,1 МПа, видно, что увеличение столба жидкости, необходимого для задавливания скважины, произойдет через 2 -3 дня.

Резкое изменение коэффициентов фильтрационных сопротивлений позволяет судить о скоплении воды в стволе скважины и ПЗП.

В реальных условиях критические минимальные дебиты изменяются в значительном диапазоне и зависят от конструкции забоя скважин и подвески НКТ, плотности пластовой жидкости, наличия механических и химических примесей, структуры течения газожидкостных смесей и других факторов.

Повышение конечного коэффициента газоотдачи при водонапорном режиме достигается за счет предупреждения обводнения и обеспечения равномерного перемещения контура газоносности, предотвращения макрозащемления газа в пористой среде, снижения давления защемления газа водой, извлечения остаточного газа из обводненных пластов и уменьшения количества внедрившейся воды.

Схемы сбора продукции скважин на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, оказывают значительное влияние на добывные возможности газодобывающего предприятия. Система сбора продукции скважин может характеризоваться следующими особенностями.

В подавляющем большинстве в один шлейф работают две и более скважин. Такое подключение было обусловлено опережающим вводом скважин в эксплуатацию на начальной стадии разработки месторождения и намерением в последующем подключить эти скважины к установкам подготовки газа и конденсата по индивидуальным шлейфам.

Величины дебитов различных скважин варьируют в широком диапазоне. Диапазон изменения дебитов скважин, расположенных в зоне одного и того же УППГ, может составлять от 10 до 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Значительное поступление пластовых вод по многим скважинам.

Подключение нескольких скважин к одному шлейфу (коллекторная схема) имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Обычно при принятии решения о коллекторной схеме подключения скважин исходят из положительной стороны - экономии средств по сравнению с прокладкой индивидуальных шлейфов. Решения эти принимаются, как было отмечено выше, на начальной стадии разработки, когда имеется значительный запас пластовой энергии и взаимовлияние скважин, работающих в один шлейф крайне незначительно.

С вступлением месторождения в завершающую стадию разработки происходит сокращение дебитов эксплуатационных скважин, значительное снижение величин давлений по всей технологической цепочки пласт-скважина-УКППГ. В этот период даже незначительное увеличение перепада давления по шлейфу начинает оказывать существенное влияние на сокращение производительности скважины.

Чем короче участок шлейфа, совместно работающих скважин, и больше его диаметр, тем меньше оказывают взаимовлияние скважины друг на друга. Большая длина участка шлейфа, по которому совместно работают

высокодебитная и низкодебитная скважины, может привести к остановке последней или значительному снижению ее дебита. Совместная работа среднедебитных скважин по шлейфам диаметром 168x9 мм и значительной длины приводит к сокращению потерь почти на 20 % по каждой скважине.

Отсутствие учета взаимовлияния скважин, приводящее к сокращению их дебитов приводит к завышенной подаче комплексного ингибитора гидратообразования и коррозии на устья скважин и тем самым к его потерям. Преждевременная остановка низкодебитных скважин требует уточнения фонда действующих скважин.

Из вышеприведенного следует, что в технологическом отношении подключение скважин по индивидуальным шлейфам к УППГ имеет преимущества перед коллекторной схемой сбора.

Однако на завершающей стадии разработки месторождения вопрос о реконструкции существующей системы сбора стоять не может по экономическим причинам. Решения, направленные на улучшения технико-экономических показателей процессов добычи газа, следует искать в следующем.

#### **Литература**

1. Баишев В.З., Гафаров Н.А., Карнаухов С.М. Проблемы проектирования разработки и эксплуатации ОНГКМ //Газовая пром-сть.- 2000. - №5.