

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ РАБОТЫ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

Ю.К. Дудникова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В настоящее время многие подземные хранилища газа имеют высокую степень автоматизации и телемеханизации. На диспетчерский пункт регулярно поступает информация о работе скважин – дебиты, давления. Имеется возможность дистанционного управления работой скважин. Достигнутые высокие результаты в вопросе автоматического управления технологическими процессами позволили подойти к новому этапу в эксплуатации подземных хранилищ газа – интеллектуальному управлению технологическим объектом в целом.

Основные функции, возлагаемые на подземные хранилища газа, заключаются в регулировании сезонной неравномерности газопотребления, хранении резервов газа на случай аномально холодных зим, регулировании неравномерности экспортных поставок газа, обеспечении подачи газа в случае нештатных ситуаций в ЕСГ, а также в создании долгосрочных резервов газа на случай возникновения форс-мажорных ситуаций при добыче или транспортировке газа [1].

Одно из важнейших требований, предъявляемых к подземным хранилищам, заключается в мгновенном реагировании на изменения режимов потребления. Это требует создания и применения «интеллектуальных» методов управления работой хранилища, которые в автоматическом режиме будут обеспечивать:

- выход хранилища на режим максимальной суточной производительности;
- контроль и поддержание максимальной суточной производительности эксплуатационных скважин;
- оптимизацию эксплуатации фонда скважин для обеспечения заданного режима суточной производительности;
- своевременное предотвращение гидратообразования в скважинах и в газосборной сети;
- контроль качества отбираемого и поставляемого в ЕСГ газа.

При таких условиях возникает необходимость в создании автоматизированной системы управления, которая при изменении условий работы хранилища будет определять и устанавливать технологический режим работы скважин и сборных пунктов. При составлении технологического режима в первую очередь ставятся следующие задачи:

- показать реальные величины отбора;
- вскрыть резерв ПХГ по производительности в отбор.

Для выполнения поставленных целей составляется технологический режим эксплуатации ПХГ, который включает: отбор газа по месяцам, максимальный суточный отбор газа по месяцам, отбор газа за осенне-зимний период, зависимость максимально возможной суточной производительности от отбора газа из ПХГ.

Разработанная в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» программа ASUBalt дает возможность ответить на все необходимые вопросы, а также призвана участвовать в процессе управления в наиболее ответственный период работы хранилища – в период отбора.

С помощью программы ASUBalt можно:

- определить максимально возможный отбор газа из хранилища при заданных условиях отбора и ограничениях;
- получить распределение дебитов по скважинам и параметры работы скважин при заданном распределении отбора газа по каждому сборному пункту;
- качественно улучшить контроль и управление процессами нагнетания и отбора газа на ПХГ;
- оценить максимально возможные отборы газа в экстремальных ситуациях;
- оценить отклонение от прогнозируемых режимов и их последствия;
- сократить объем выносимой из пласта жидкости;
- уменьшить расход ингибитора гидратообразования в процессе отбора газа из ПХГ;
- увеличить суммарный отбор газа из ПХГ в период высокой потребности;
- определить количество и номера скважин для обеспечения необходимой производительности ПХГ;

- определить наличие и устранить «узкие места» системы сбора скважинной продукции;
- производить и проектировать площадное регулирование по отбору и закачке газа в скважины ПХГ с целью увеличения активного и сокращения буферного объемов газа;
- прогнозировать режимы «самозадавливания» скважин;
- оперативно регулировать режим отбора газа из ПХГ, исходя из изменения условий по скважинам и наземным коммуникациям.

В режиме оперативного управления работой ПХГ программа при заданном распределении давления в пласте и внешних условиях (давлении на выходе из ПХГ) позволяет определить основные технологические показатели, в частности:

- максимальный суточный отбор газа из ПХГ с определением роли регулирующих устройств;
- степень дросселирования давления на устье скважин и на СП;
- отбор пластовой жидкости и требуемый расход ингибиторов гидратообразования.

Алгоритм работы программного комплекса достаточно известен. Движение газа в поверхностных коммуникациях моделируется при помощи сети типа «дерево». Расчетная схема движения газа в наземных коммуникациях для отбора и закачки газа представлена на рисунке. В соответствии с концепцией «дерева» газосборная сеть разбивается на участки, на которых задаются параметры трубопроводов (значения сопротивлений). Давление во всех узлах системы изменяется от величины  $P_{\min}$  до величины  $P_{\max}$ . Величина  $P_{\min}$  определяется давлением на головных сооружениях. В случае, если при отборе используется компрессорная станция, то величина  $P_{\min}$  определяется минимальным допустимым давлением на ее входе. Максимальное давление в наземных коммуникациях  $P_{\max}$  определяется величиной максимального значения пластового давления, приведенного к поверхностным условиям  $P_{\text{уст}} = P_{\text{пл}} e^{-S}$ .

Газ из пласта поступает в скважину. Пластовое давление в зоне расположения каждой скважины известно. Приток газа к скважине осуществляется в соответствии с двухфазной формулой фильтрации. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений известны. Далее газ по стволу скважины поступает к устью. Зависимость потерь напора в стволе скважины от расхода газа известна. На устье скважины может осуществляться регулировка расхода газа. С целью снижения давления в системе и предотвращения работы скважины с дебитом выше критического на устье скважины установлен штуцер. Могут быть рассмотрены два случая:

- 1) на устье установлен штуцер с известной характеристикой; требуется рассчитать оптимальный режим работы системы при наличии установленного нерегулируемого штуцера;
- 2) требуется определить необходимый штуцер на устье скважины, обеспечивающий оптимальный режим работы.

В первом случае будем считать, что регулирование работы скважин отсутствует. Во втором варианте положим, что регулирование работы скважины есть. Разумеется, часть скважин может регулироваться, а другая часть скважин – нет.

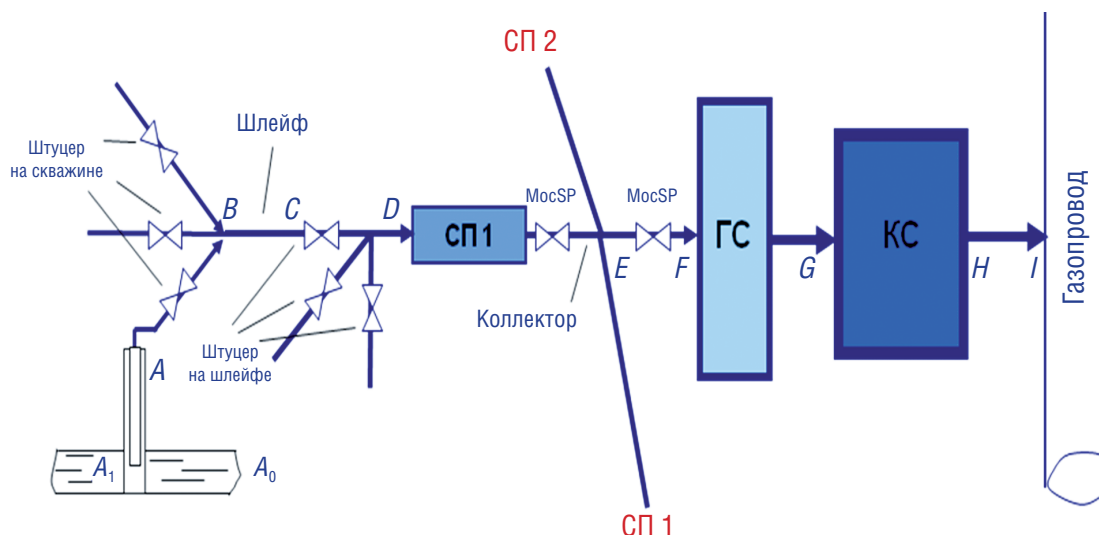
Первый вариант принимается, если решается задача определения режима работы при заданном состоянии регулирования скважин на устье, второй – при определении оптимальной системы регулирования скважин на устье.

Далее газ поступает в шлейф (см. рисунок), куда может поступать газ из нескольких скважин.

Если рассматривается первый вариант работы скважин (отсутствие регулирования), то принимается, что давление на входе в шлейф равно давлению на устье скважины (давления в точках  $A$  и  $B$  равны (см. рисунок). При втором варианте, когда осуществляется регулировка работы скважин на устье, давление в точке  $B$  (см. рисунок) может быть меньше, чем давление в точке  $A$ , величину снижения давления на штуцере требуется определить.

Далее газ по шлейфу поступает на сборный пункт (СП). Перед входом на СП имеется регулирующее устройство, на котором может осуществляться дросселирование газа. Гидравлическая характеристика шлейфа известна. Минувя сборный пункт, газ по коллектору поступает на головные сооружения (ГС). Гидравлическая характеристика коллектора также известна. Давление на ГС известно. На коллекторе также могут быть установлены регулирующие устройства. В настоящей работе они не рассмотрены.

Задача заключается в следующем: при принятой схеме, известном давлении на головных сооружениях, при известном пластовом давлении определить максимально возможный отбор газа из объ-



Узловые точки для расчета:

$A_0$  – в пласте (на схеме не обозначена);  
 $A_1$  – в забое (на схеме не обозначена);  
 $A$  – на устье скважины перед штуцером;  
 $B$  – на устье скважины после штуцера;  
 $C$  – на конце шлейфа перед штуцером;  
 $D$  – на СП (в конце шлейфа после штуцера);  
 МокСП – мовкилд на СП;

МокСП – мовкилд на ГС;  
 $E$  – в конце коллектора (перед штуцером на ГС);  
 $F$  – на головных сооружениях;  
 $G$  – на входе в компрессорную станцию;  
 $H$  – на выходе из компрессорной станции;  
 $I$  – на входе в газопровод

#### Технологическая схема расчета промысла

екта (месторождения, ПХГ) при заданных ограничениях на работу скважин. Требуется определить дебит каждой скважины, шлейфа и СП. При этом необходимо определить степень дросселирования давления на устье скважины при условии регулирования режима работы. При работе системы могут быть и другие ограничения (например, расхода газа в отдельных узлах системы, величины давления в отдельных узлах, выноса воды, расхода метанола и др.).

В представленной программе расчет режима производится с использованием большого числа различных ограничений, накладываемых на систему. К примеру, рабочий дебит скважины рассчитывается исходя из максимально допустимой депрессии на пласт и максимально допустимого отбора. При расчете технологических показателей важная роль отводится определению максимальной суточной производительности, определяемой работой отдельных скважин с учетом их текущих характеристик  $a$ ,  $b$ ,  $\theta$ ,  $\beta$  (шлейфа), а также пропускными способностями коллекторов, подводящего газопровода и технологического оборудования [2].

## Выводы

Созданный программный комплекс по оперативному расчету технологических параметров ПХГ позволит качественно улучшить контроль и управление процессами нагнетания и отбора газа на ПХГ, оценить максимально возможные отборы газа в экстремальных ситуациях, отклонение от прогнозируемых режимов и их последствия, а также увеличить суммарный отбор газа из ПХГ в период высокой потребности.

## Список литературы

1. Бузинов С.Н. Интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа / С.Н. Бузинов, С.А. Воронов, Ю.К. Дудникова и др. / Матер. межд. науч.-практ. конф. – 24–25 мая, 2011 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – 72 с.
2. Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – 477 с.