

УДК 622.691.4.052

РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНОЙ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

DEVELOPMENT OF MOBILE COMPRESSOR STATION

Соболев Андрей Андреевич, магистрант каф. «Турбины и двигатели», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: sobolew-andrei@mail.ru, Тел.: +7(922)293-82-06

Седунин Вячеслав Алексеевич, канд. техн. наук, доцент каф. «Турбины и двигатели», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Россия, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19. E-mail: lerr@bk.ru. Тел.: +7(902)254-28-97

Andrey A. Sobolev, Master student, Department « Turbines and engines », Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira street, 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: sobolew-andrei@mail.ru. Ph.: +7(922)293-82-06

Vyacheslav A. Sedunin, Dr., Assoc. Prof, Department « Turbines and engines », Ural Federal University named after the first President of Russia B.N.Yeltsin, 620002, Mira str., 19, Ekaterinburg, Russia. E-mail: lerr@bk.ru. Ph.: +7(902)254-28-97

Аннотация: В работе рассматриваются вопросы разработки компрессорной станции для выкачки газа из магистральных газопроводов при проведении плановых ремонтных работ. Проанализированы варианты компоновки оборудования.

Abstract: The issues of compressor station development for pumping natural gas from the main pipeline during planned repairs are considered in the work. Also equipment arrangement options were analyzed in this work.

Ключевые слова: мобильная компрессорная станция; моделирование.

Key words: mobile compressor station; modeling.

Расстояние от газовых месторождений до потребителя составляет несколько сотен километров. По мере прохождения газа по газопроводу происходит снижение давления, связанное с гидравлическими потерями. В связи с этим по трассе газопровода сооружают компрессорные станции. Компрессорные станции магистральных газопроводов предназначены для поддержания в них рабочего давления, обеспечивающего транспортировку газа в предусмотренных проектами объемах. Расстояние между ними составляет 125 км. К агрегатам КС (головной и промежуточным) газ поступает под давлением около 4 МПа. Здесь он очищается от примесей, осушается, компримируется, охлаждается и под давлением 7,5 МПа подается в газопровод.

Срок эксплуатации магистрального газопровода составляет несколько десятков лет, за это время требуется проведение планового обслуживания и ремонтов. Используя специальные внутренние дефектоскопы для нахождения дефектов, работники газотранспортной службы выделяют участки газопровода, подлежащие замене или

ремонту. Любые работы, связанные со вскрытием газопровода сопровождаются полным стравливанием газа в атмосферу из участка трубы длиной около 30 км (расстояние между крановыми площадками).

Общая протяженность газотранспортной системы на территории России составляет 170,7 тыс. км. Один плановый ремонт предполагает выброс газа в размере 2,4 млн. м³. Из расчёта, что в течении десяти лет ремонтные работы на каждом участке трубопровода проводятся хотя бы один раз, то общий выброс составит 13,54 млрд. м³, что в пересчёте на коммерческую стоимость газа означает 74,5 млрд. рублей.

В связи с этим поставлена задача разработать компактную мобильную газоперекачивающую станцию, способную перекачать газ из ремонтируемого участка трубы длиной 30 км и диаметром 1,4 метра за отключающий запорный кран по ходу газа в рабочий газопровод с давлением 45 кг/см². При этом по мере выкачивания газа снижается его давление. Оптимальным является выкачка газа до 8-10

кг/см², так как более полная выкачка требует существенного усложнения компрессорной станции.

Граничные условия разрабатываемой станции:

- Перекачка газа осуществляется из трубы с давлением 45 кг/см² до давления 8 кг/см²;
- Давление газа на выходе установки поддерживается 50 кг/см²;
- Температура газа на выходе МКС не более 70 °С;
- Время выкачки не более 72 часов;
- Полная масса одного автопоезда ограничена 38 тоннами, габаритные размеры при этом не должны превышать 15 метров в длину, 2,5 метров в ширину и 4 метров в высоту.

Компоновка должна включать в себя оборудование, необходимое для безопасной и оперативной работы:

- Газовый центробежный компрессор;
- Привод компрессора;
- Запорная арматура;
- Источник электроэнергии для вспомогательного оборудования;
- Система охлаждения газа;
- Система управления и автоматики;
- Система маслоснабжения;
- Системы пожарной безопасности;

На данный момент конструкция подобной станции предполагает использование 3-х одноступенчатых центробежных нагнетателей со степенями сжатия в первой ступени около 2 и далее по убывающей. Для каждого нагнетателя, именуемого в дальнейшем "Ступенью", предполагается отдельный привод и наличие регулируемого входного направляющего аппарата (РВНА).

В качестве привода рассматривается использование авиационного турбовального двигателя ТВ3-117ВМ мощностью 1,1 МВт и частотой вращения вала силовой турбины 15000 об/мин.. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 1.

Для распределения нагрузки между ступенями была разработана математическая модель выкачки газа из газопровода, использующая основные

термодинамические формулы [1] и позволяющая определить на определённом этапе выкачки требуемую мощность, необходимое количество агрегатов в работе, оценить положение РВНА, позволяя тем самым согласовать работу между ступенями.

Принцип регулирования ступеней заключается в следующем (рис. 2). Сначала включается 1 ступень с полностью открытым ВНА. Не смотря на большой массовый расход (около 30 кг/с), в начале выкачки требуется небольшой напор для обеспечения заданного давления на выходе. Однако, с уменьшением давления на входе требуемый напор растёт. Чтобы не превышать мощность вырабатываемую приводом, ВНА 1 ступени прикрывается, уменьшая тем самым объёмный и массовый расход.

Для включения в работу 2 ступени требуется выполнение следующего условия: объёмный расход на выходе 1 ступени должен быть равен объёмной производительности 2 ступени. В противном случае будут возникать отрывные течения, что может привести к помпажу. Использование ВНА позволяет заложить большую объёмную производительность для 2 и 3 ступени, что необходимо для согласования работы ступеней. В конце выкачки ВНА 2 и 3 ступени будут закрыты.

Включение 2 ступени (с открытым ВНА) позволяет постепенно открывать ВНА 1 ступени, поддерживая объёмную производительность 2 ступени постоянной. Когда 1 и 2 ступень достигнут предела по мощности, ВНА 1 ступени будет прикрываться до тех пор, пока объёмный расход за 2 ступенью не сравняется с объёмной производительностью 3 ступени (с открытым ВНА). Включение 3 ступени (с открытым ВНА) позволяет постепенно открывать ВНА 1 ступени, поддерживая объёмную производительность 3 ступени постоянной.

На рисунке 2 видно, что при достижении давления на входе в установку около 2,0 МПа увеличение объёмного расхода через 1 ступень приостановилось. Все три ступени достигли предела по мощности и для стабильной работы ВНА 1 ступени немного прикрывается.

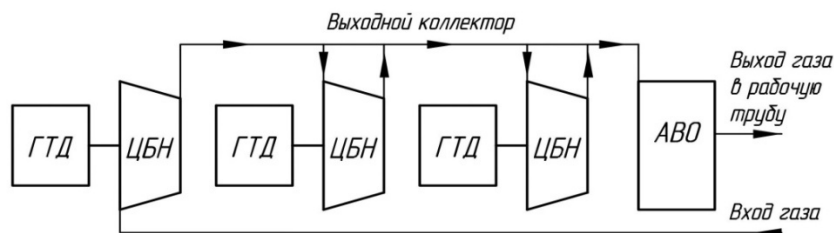


Рис. 1. Схема МКС

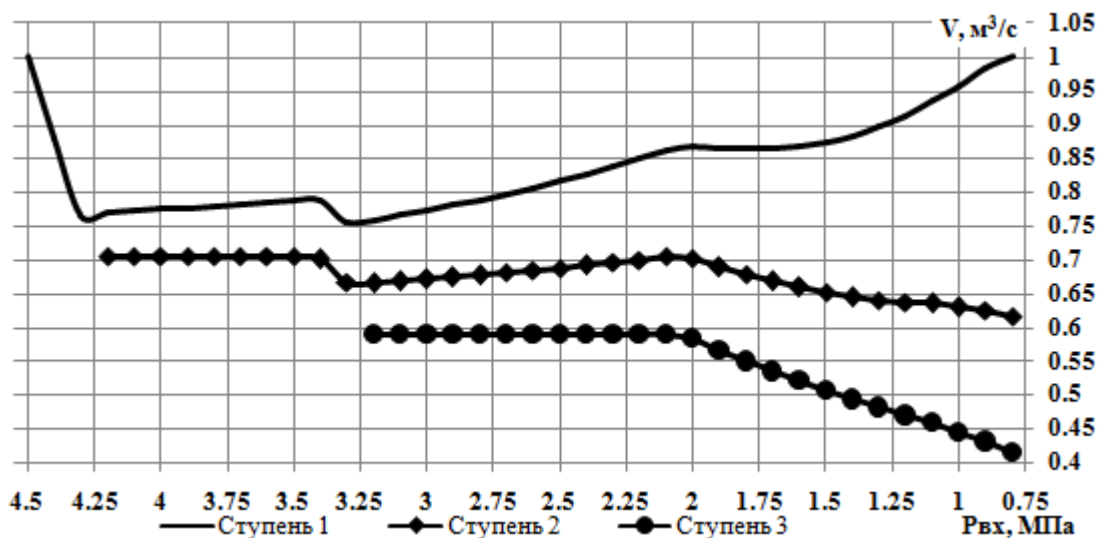


Рис. 2. Зависимость объемного расхода от давления на входе в установку

На отметке давления на входе около 1,8 МПа, ВНА 1 ступени начинает отрываться, в то время как ВНА 2 и 3 ступени прикрываются. Плотность газа на входе стала уменьшаться быстрее, чем расти напор. Это позволило открывать ВНА 1 ступени, поддерживая мощность ступеней на максимуме до конца выкачки.

Недостаток в использовании ВНА заключается в том, что в конце выкачки, когда все 3 ступени работают на максимальный напор, ВНА 2 и 3 ступени будут максимально прикрыты. Прикрытие ВНА изменяет характеристику ступени, снижая напорность, что вынуждает при проектировании 2 и 3 ступени закладывать более высокий напор. В связи с этим, диапазон регулирования объемной производительности ступеней с помощью ВНА не превышает 30%.

Для снижения температуры компримируемого газа, перед отправкой его в газопровод, требуется наличие аппарата воздушного охлаждения газа. Геометрические параметры АВО газа так же ограничены требованиями компактного размещения. Размер газоохладителя не должен превышать 2,5 метров в ширину, 2,5 метров в высоту, так как высота контейнера на прицепе ограничена 4 метрами, и 3 метров в длину для компоновки с промежуточным охлаждением, и 6-8

метров для компоновки без промежуточного охлаждения.

Принципиальная схема установки с применением промежуточного охлаждения газа представлена на рисунке 3. На рисунке 4 представлено сравнение распределения объемных расходов по ступеням с использованием промежуточного охлаждения (АВО) и без.

На рисунке 4 видно, что в конце выкачки, когда давление газа на входе в установку составляет 0,8 МПа, объемные расходы на входе 2 и 3 ступени с использованием промежуточного охлаждения меньше, чем без него. В таблице 1 представлены максимальные и минимальные расходы через ступени, а так же процент закрытия проходного сечения входным направляющим аппаратом.

Включение 3 ступени с использованием промежуточного охлаждения произошло позднее, чем 3 ступени без него (рис. 4). В то время как 3 ступень для компоновки без промежуточного охлаждения была запущена, объемный расход первой ступени, для варианта с промежуточным охлаждением, продолжает снижаться. Это связано с тем, что 1 и 2 ступени работают на пределе своей мощности, но объемный расход за 2 ступенью не достиг отметки 0,422 м³/с, что соответствует объемной производительности 3 ступени с открытым ВНА (таблица 1).

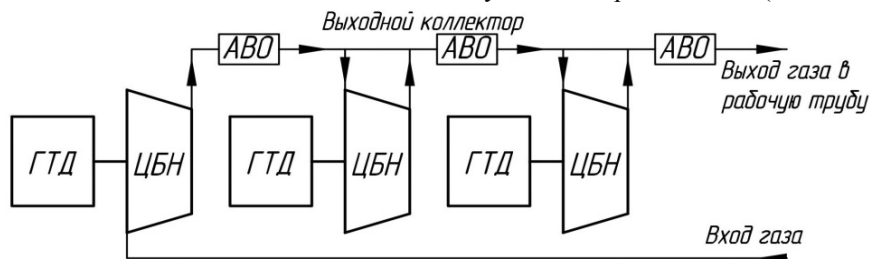


Рис. 3. Схема МКС с промежуточным охлаждением газа

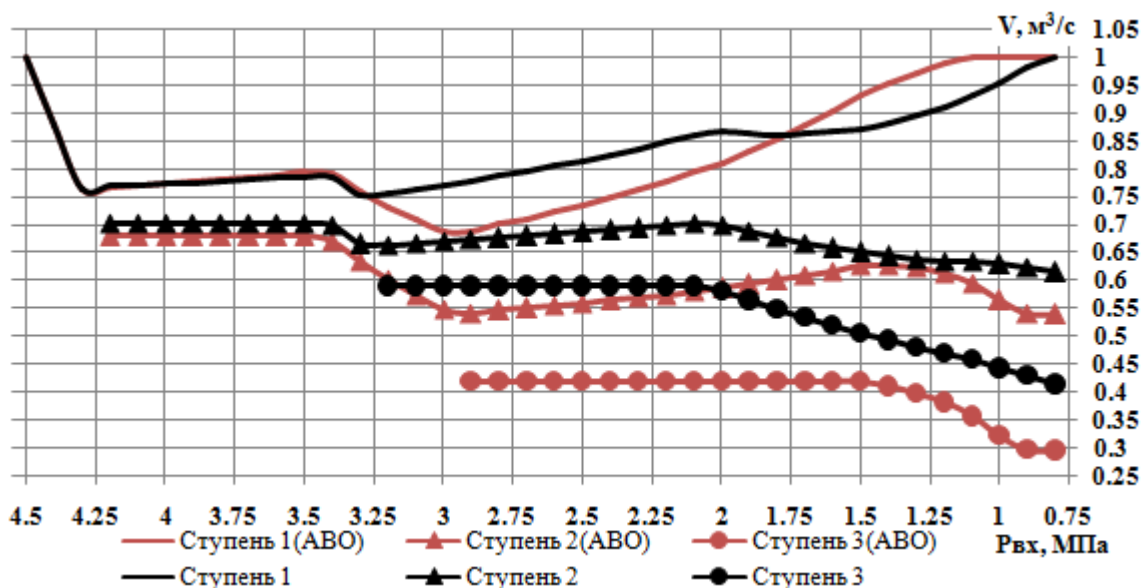


Рис. 4. Зависимость объёмного расхода от давления на входе в установку с использованием промежуточного охлаждения газа

Таблица 1. Сравнение объёмных расходов (м³/с)

Ступень	Без пром. охлажд.			С пром. охлажд.		
	Макс.	Мин.	Δ%	Макс.	Мин.	Δ%
1	1,000	0,755	24,5	1,000	0,69	31,0
2	0,704	0,616	12,5	0,680	0,541	20,5
3	0,590	0,414	29,8	0,422	0,295	30

Зная положение ВНА 1 ступени на протяжении процесса выкачки, можно оценить время выкачки. Математическая модель времени выкачки основана на принципе: из общего количества газа в трубе вычитается объёмный расход через первую ступень, умноженный на плотность газа в опорожняемой трубе. В следующий момент времени происходит изменение плотности и обновление объёмного и массового расхода (формула 1). Частота дискретизации 1 секунда.

$$M_{n+1} = M_n - V(\rho_n) \cdot \rho_n (M_n) \quad (1)$$

Рассчитанное время перекачки для компоновки без промежуточного охлаждения составило 27 часов. Использование промежуточного охлаждения не дало выигрыша во времени, в первом приближении оно составило также 27 часов.

Подводя итоги, можно сказать, что компоновка с использованием промежуточного охлаждения газа имеет следующие недостатки:

- Усложнение схемы установки;
- Уменьшение объёмных расходов 2 и 3 ступеней, что усложняет согласование работы и не приводит уменьшению времени выкачки;
- Так как анализ велся для температуры наружного воздуха 30 °С, при меньших

температурах (тем более отрицательных), рассогласование только усилится;

Преимущества использования промежуточного охлаждения газа заключаются в следующем:

- Меньший требуемый напор для обеспечения той же степени повышения давления;
- Требуется меньшее охлаждение газа за 3 ступенью;
- Температура корпусов нагнетателей и обвязки не будет превышать 120 °С (максимальная температура после сжатия в ступени), однако если оборудование будет способно нормально функционировать при температурах до 300 °С (компоновка без промежуточного охлаждения), то зачем усложнять схему.

Две основные выявленные проблемы в разработке конструкции мобильной компрессорной станции, а именно проектирование проточной части центробежного нагнетателя под требуемые параметры, а так же проектирование компактного и эффективного АВО газа, являются критическими, и их решение играет первостепенную роль.

Введение в газоперекачивающую промышленность разрабатываемой мобильной компрессорной станции позволит значительно снизить потери природного газа при ремонтах магистральных газопроводов и, соответственно, выбросы газа в атмосферу.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ревзин, Б.С. Газоперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом: Учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 202. 269 с.