

Опыт применения



От партнеров программы Natural Gas STAR

USING PIPELINE PUMP-DOWN TECHNIQUES TO LOWER GAS LINE PRESSURE BEFORE MAINTENANCE

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКАЧКИ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ СБРОСА ДАВЛЕНИЯ ГАЗА ДО ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХОБСЛУЖИВАНИЯ

Аннотация

Операторы газопроводных систем регулярно сбрасывают давление в газопроводе и выпускают газ для обеспечения безопасных условий проведения техобслуживания и ремонтных работ. Обычно для этих целей перекрывают самые мелкие прямолинейные участки трубопровода и производят сброс давления, выпуская газ в атмосферу. По оценкам, в 1998 году 255 млн. м³ (9 млрд. фут.³) метана было выпущено в атмосферу за весь период проведения текущего ремонта и остановок газопровода.

Применение технологии прокачки для сброса давления газа в трубопроводе до начала техобслуживания или ремонтных работ обеспечивает значительную экономию финансовых средств и сокращение эмиссии метана. Технология прокачки предполагает использование стационарных компрессорных установок в отдельности или совместно с мобильными установками. Работа стационарных компрессоров всегда оправдана ввиду отсутствия капитальных затрат и немедленного наступления периода окупаемости. А эффективность использования мобильных компрессорных установок в целях повышения объемов добычи газа в большой степени определяется техническими особенностями участка и эксплуатационными затратами.

Независимо от выбранной технологии прокачки сокращение эмиссии метана прямо пропорционально величине снижения давления на момент, предшествующий выпуску газа. В среднем можно получить до 90% товарного газа из объема, предполагаемого для выпуска в атмосферу из газопровода. Технологии прокачки газопроводов наиболее экономичны при больших объемах газодобычи, при высоком давлении в газопроводных линиях, при планировании графика текущих ремонтных работ и в тех случаях, когда необходимо подсоединение обширной сети трубопроводов к передвижной компрессорной установке.

Многие партнеры программы Natural Gas STAR уже получили реальную экономию средств от применения технологий прокачки. В 1998 г. компания-партнер по транспортировке газа сэкономила в целом 1,1 млрд. фут.³ (32 млн. м³) в результате применения технологии прокачки, что в денежном выражении при цене газа \$3,00/тыс. фут.³ (\$106/тыс. м³) составило более \$3 миллионов.

Действие	Средний объем экономии газа, тыс. фут. ³ (тыс. м ³)/год	Средняя стоимость сэкономленного газа (\$/год)	Средняя стоимость выполнения работ(\$)	Типовой период окупаемости
Прокачка газопровода перед техобслуживанием	200 000 (5663,4)*	\$600 000	\$75 000	<1 года**

* На основе данных ежегодного отчета, предоставленного партнерами программы Natural Gas STAR, с большим разбросом значений. Факторы, определяющие объем экономии газа и стоимость выполнения работ, включают длину газопровода и величину давления, тип компрессора, количество участков или прокачек. Данные приведены по объявленным результатам работы стационарных компрессоров и мобильных установок.

** Период окупаемости для стационарных компрессоров наступает немедленно ввиду отсутствия капитальных затрат.

Компании по добыче, транспортировке и распределению природного газа перекачивают метан и другие легкие углеводороды под давлением. Используемые для этого газопроводы требуют ремонта и техобслуживания в течение всего периода эксплуатации из-за образования внутренней и внешней коррозии, утечки газа через сальники и сварные соединения, деструкции материалов и повреждений, вызванных внешними факторами. Ремонт газопроводов подразделяется на четыре общие категории:

- ★ Класс 1 - неаварийный ремонт, который не предполагает полной остановки системы.
- ★ Класс 2 - неаварийный ремонт, требующий полной остановки системы.
- ★ Класс 3 - аварийный ремонт, требующий полной остановки системы.
- ★ Класс 4 - крупномасштабные проекты, где новые и старые линии газопровода функционируют параллельно и требуют временной остановки эксплуатации.

Все действия по ремонту и техобслуживанию осуществляются при сбросе давления в газопроводе в целях удаления газа из поврежденного участка и обеспечения безопасных условий работ. Один из способов сброса давления заключается в блокировке участка трубопровода, подлежащего восстановлению и выпуске содержащегося в нем газа в атмосферу. В качестве дополнительных мер можно использовать технологию прокачки для снижения давления в газопроводе до момента выпуска газа в атмосферу. Технологии прокачки являются предпочтительными, так как обеспечивают больший объем товарного газа и сокращение эмиссии метана.

При применении технологии прокачки операторы могут использовать два вида компрессоров для понижения давления в газопроводе: стационарные компрессоры и передвижные компрессорные установки. В зависимости от ситуации могут применяться стационарные компрессоры в отдельности либо совместно с передвижными компрессорными установками.

- ★ **Использование стационарных компрессоров для сброса давления в пределах ограничений по степени сжатия.** Обычно стационарные компрессоры имеют коэффициент сжатия 2 : 1. Через блокировку всасывающего клапана заданного участка трубопровода при работающем напорном компрессоре можно добиться снижения величины рабочего давления в трубопроводе на 50%. Затем компрессор можно остановить и произвести полную блокировку участка. При таком пониженном давлении можно производить установку соединительных муфт на места повреждений трубопровода в безопасных условиях. Такой тип процесса прокачки следует производить только при условии, что он не противоречит действующим нормам безопасности.
- ★ **Использование передвижных компрессоров для дальнейшего понижения давления.** Операторам следует также иметь в виду возможность дальнейшего снижения давления ниже величины, обеспечиваемой стационарными компрессорами. Передвижные компрессорные установки имеют коэффициент сжатия 5 : 1. При совместном применении стационарных и мобильных компрессоров последние способны обеспечить снижение давления до 90% от первоначальной величины без сброса газа. Передвижные

компрессорные установки могут использоваться безопасно только при условии, что клиновая задвижка рассчитана на достаточное количество ответвлений. Но и в данном случае правила безопасности должны строго соблюдаться.

Хотя передвижные компрессоры могут обеспечить получение дополнительно 40 % к первоначальному объему товарного газа из газопровода, их применение наиболее целесообразно в периоды проведения планового техобслуживания Класса 1 и Класса 2. Это объясняется сложностями аренды или лизинга установки, ее доставки и своевременного сброса давления в период аварий при несении наименьших экономических затрат. Применение передвижных компрессорных установок более целесообразно при отключении нескольких участков одновременно или последовательно при серийных ремонтных работах.

На рис. 1 показаны наиболее целесообразные случаи применения технологий прокачки трубопровода при различных классах ремонтных работ.

Рис.1: Применение технологий прокачки трубопровода		
Класс ремонта	Технология прокачки	Целесообразность применения
Класс 1	Стационарный и передвижной	Данное оборудование можно наиболее полно использовать при ремонтных работах Класса 1 и Класса 2, предполагаемых для проведения в первую очередь при неаварийных ситуациях и плановом техобслуживании.
Класс 2		
Класс 3	Только стационарный	Ремонтные работы Класса 3 обычно проводятся в срочном порядке для возврата трубопровода в эксплуатацию, когда не остается времени для доставки передвижной компрессорной установки.
Класс 4	Только стационарный	Проекты ремонтных работ Класса 4 могут быть крупномасштабными и предусматривать запуск новой линии газопровода при параллельном сохранении действующих. Сохраняется возможность получения газа на старых действующих линиях при запуске новых и тщательном соблюдении объемов, предусмотренных проектом.

На рис. 2 показана последовательность основных действий для сброса давления на участке газопровода.

Рис. 2: Последовательность действий для сброса давления



Экономические и экологические выгоды

Компании могут получить значительные экономические и экологические выгоды от применения стационарных и передвижных нагнетательных компрессоров для сброса давления в газопроводе до проведения техобслуживания или ремонтных работ. Возможное получение экономии включает следующее.

- ★ Получение и продажа природного газа, который предполагался для выброса в атмосферу. Если это распределительный газопровод, то поступающий газ может содержать ценные тяжелые углеводороды.
- ★ Сокращение эмиссии метана.
- ★ Снижение неприятного запаха и шума.
- ★ Исключение или значительное снижение эмиссии опасных загрязнителей воздуха (ОЗВ), в первую очередь бензола, толуола, этилбензоата и ксилола (BTEX).

Принятие решения

Семь этапов оценки применения стационарных и передвижных компрессоров:

1. Оценка количества и стоимости газа, получаемого при применении стационарных компрессоров.
2. Определение технической целесообразности применения передвижной компрессорной установки.
3. Определение требуемой мощности передвижного компрессора для выполнения проекта.
4. Выявление наличия и определение покупной цены или лизинга передвижного компрессора.
5. Оценка эксплуатационных затрат, связанных с применением передвижных компрессорных установок.
6. Расчет объема и стоимости газа, получаемых при применении передвижной компрессорной установки.
7. Оценка экономических показателей от совместного применения передвижной компрессорной установки и стационарного компрессора.

Когда необходимо проведение ремонтных работ или техобслуживания, компании могут сделать следующее:

- ★ Выпустить газ из поврежденного участка газопровода в атмосферу.
- ★ Откачать максимально возможный объем газа из газопровода.

Этап 1: Оценка количества и стоимости газа, получаемого при применении стационарных компрессоров. В зависимости от коэффициента сжатия, который обеспечивает нагнетательный стационарный компрессор, оператор может откачать до 50% газа из газопровода при минимальных затратах или бесплатно. На рис. 3 приведен рекомендуемый тип расчета полного объема газа на участке газопровода, а также стоимость и объем газа, возможный для откачки стационарными компрессорами.

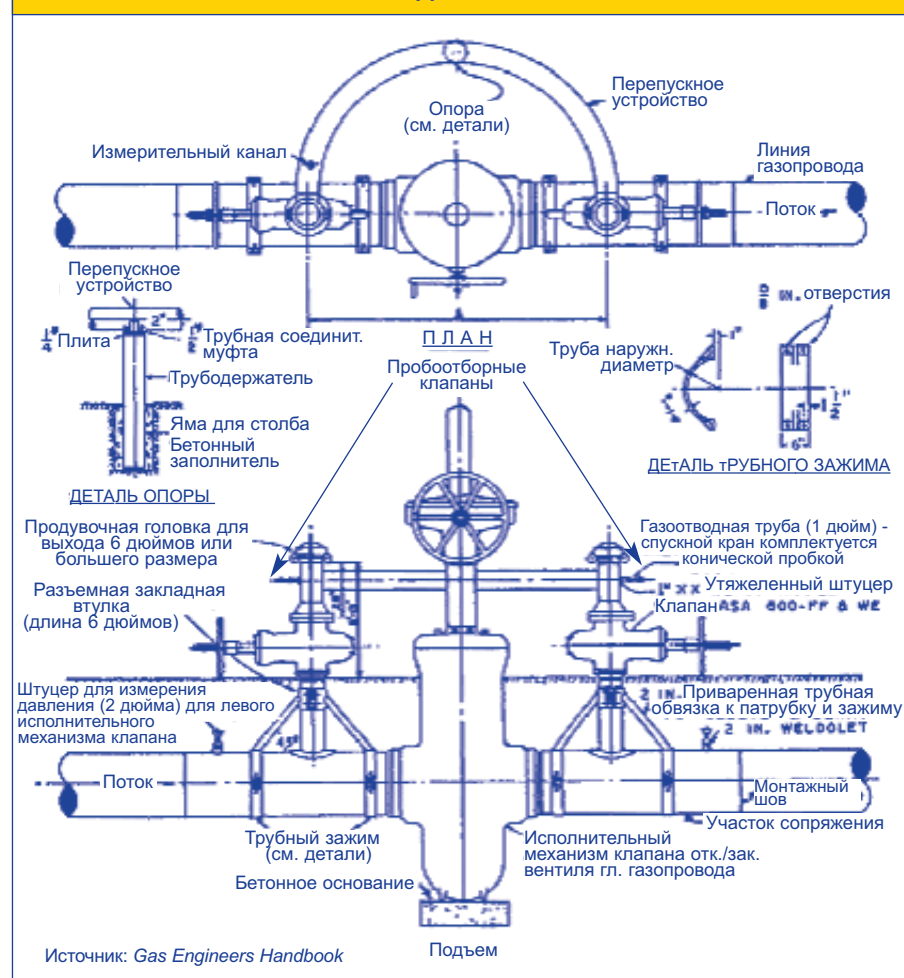
Рис. 3: Экономия газа от применения стационарного компрессора

Дано:	
L	= Длина трубопровода между клиновыми задвижками, миль
I	= Внутренний диаметр трубопровода, фут. (304,8 мм)
P	= Рабочее давление в трубопроводе, psig
Ri	= Коэффициент сжатия стационарного компрессора
(1)	Расчет: M = объем газа в газопроводе
M	$= L \times (5\,280 \text{ фут./миля}) \times (\pi \times I^2/4) \times (P/14,65 \text{ psig}) \times (1 \text{ тыс. фут.}^3/1\,000 \text{ фут.}^3)$
(2)	Расчет: Ni = Газ, получаемый от применения стационарного компрессора
Ni	$= M \cdot (M/Ri)$
(3)	Расчет: Vi = Стоимость газа, полученного от применения стационарного компрессора
Vi	$= Ni \times \$3/\text{тыс. фут.}^3 (\$106/\text{тыс. м}^3)$

Этап 2: Определение технической целесообразности применения передвижной компрессорной установки. После расчета потенциально возможного объема получения газа из трубопровода в результате применения стационарного компрессора оператору следует определить наличие технических возможностей применения передвижной компрессорной установки.

Передвижная компрессорная установка может обеспечить дальнейший сброс давления в трубопроводе, оттесняя до 40 % оставшегося от первоначального объема газа в зону повышенного давления клиновой задвижки, однако применение передвижной компрессорной установки возможно только в ситуациях, когда существует реальная возможность подсоединения компрессора к трубопроводу. На рис. 4 представлен типовой разветвленный газопровод. Подсоединение передвижной компрессорной установки должно предусматривать наличие прободоотборных клапанов, которые устанавливаются выше по потоку газа, и клиновую задвижку в магистральном газопроводе, размещаемую ниже. Минимальный размер прободоотборных клапанов зависит от размера передвижного компрессора. Технический представитель компании-изготовителя передвижного компрессора или лизинговой компании может предоставить более точную информацию по требованиям подсоединения разветвленных трубопроводов к различным типам установок.

Рис. 4: Система разветвленного газопровода с клиновой задвижкой



Этап 3: Определение требуемой мощности передвижного компрессора для выполнения проекта. Выбор мощности передвижного компрессора, соответствующего условиям проекта (например, объем газа, необходимая величина давления нагнетания, график работ), можно сделать правильно, если воспользоваться услугами лизинговой компании или рекомендациями технического специалиста компании - изготовителя.

Этап 4: Выявление наличия и определение покупной цены или лизинга передвижного компрессора. Компании, рассматривающие возможность применения передвижного компрессора, часто рассматривают вопрос его лизинга или приобретения. Очень ограниченное число передвижных компрессорных установок предлагаются на условиях аренды, а компании-арендаторы обычно предпочитают долгосрочные лизинговые условия. Если предполагается постоянное применение передвижных компрессоров для сброса давления в газопроводе, то компании должны рассмотреть возможность приобретения таких установок. Но даже и в этом случае следует учитывать фактор наличия установок на рынке и внутрисистемные расходы. На рис. 5 представлен широкий диапазон цен по нескольким рабочим сценариям.

Рис. 5: Диапазон цен и стоимости лизинга передвижного компрессора*					
1 000 фунт/дюйм² (6,8 МПа) - максимальный расход		600 фунт/дюйм² (4,1 МПа) - средний расход		300 фунт/дюйм² (2 МПа) - низкий расход	
Приобретение	Лизинг	Приобретение	Лизинг	Приобретение	Лизинг
\$2 - \$5 милл.	\$60 000 - \$150 000 в месяц	\$0,8 - \$1,2 милл.	\$24 000 - \$36 000 в месяц	\$400 000 - \$600 000	\$12 000 - \$18 000 в месяц
* В предположении, что цена не включает стоимость фрахта и монтажа, а стоимость лизинга составляет 3% от стоимости покупки.					

★ **Учет других факторов при покупке.** Помимо покупной цены прочие капитальные затраты включают налоги, административные платежи, стоимость фрахта и монтажа. Стоимость монтажных работ часто определяется спецификой участка. По данным одного из поставщиков наименьшие затраты на этот вид работ для компрессора малой мощности (т.е. менее 100 л.с.) могут составлять \$3 000, а наибольшие - \$15 000. Для более мощного компрессора (т.е. свыше 2 000 л.с.) разброс цен варьируется от \$15 000 до \$60 000. Стоимость фрахта также специфична для каждого участка и может составлять от \$6 000 до \$10 000 для маломощных компрессоров и \$20 000- \$30 000 для мощных установок. Все приведенные ценовые факторы должны включаться в общую стоимость покупки компрессора в процессе ее расчета и анализа. Срок службы компрессора, определенного продавцом, составляет 15-20 лет при правильной эксплуатации.

★ **Учет других факторов при лизинге.** Компрессоры, взятые в лизинг, имеют схожую стоимость фрахта и монтажа. Оплата лизинга производится ежемесячно. По данным одного из поставщиков, ежемесячные расходы на оплату лизинга составляют примерно 3% от покупной цены. Другой продавец предоставил цену аренды, основанную на мощности компрессора. Стоимость ежемесячной аренды может составлять \$10 за л.с. для компрессора большой мощности и \$15 за л.с. для компрессора малой мощности.

Для получения наибольших выгод от инвестирования необходимо предпринимать скоординированные, плановые действия по техобслуживанию и снижению затрат на перемещение и переустановку компрессорных установок. Такая координация действий особенно важна при обслуживании газопроводов малой мощности с низким давлением, так как размер прибыли уменьшается при уменьшении потенциально возможных объемов получения газа.

Этап 5: Оценка эксплуатационных затрат, связанных с применением передвижных компрессорных установок.

Эксплуатационные затраты включают стоимость топлива/электроэнергии, техобслуживания и трудозатраты. В основном в качестве топлива для компрессоров используется природный газ. По информации поставщиков, ежемесячный расход топлива на эффективную мощность в час составляет 7 000 - 8 400 Btu (1 764 - 2 117 Ккал). Затраты на техобслуживание могут варьироваться в пределах \$4 - \$9 на л.с. в месяц в зависимости от мощности компрессора. Однако в большинстве случаев цена техобслуживания включена в стоимость аренды.

Этап 6: Расчет объема и стоимости газа, получаемых при применении передвижной компрессорной установки. Газ, доступный для получения с применением передвижной компрессорной установки, - это газ, сохраняющийся на участке газопровода, на котором ведутся ремонтные работы. Так как после применения стационарного компрессора объем газа уменьшается, то передвижная компрессорная установка работает при меньшем объеме газа.

Компрессия газа обуславливается действующей степенью сжатия. Объем газа, прокачиваемого передвижным компрессором, соответствует объему газа в газопроводе за минусом величины объема, деленного на степень сжатия. Валовая стоимость газа, получаемого от применения передвижной компрессорной установки, определяется умножением объема в тыс. фут.³ на цену газа \$/тыс. фут.³. Данный расчет представлен на рис. 6.

Рис. 6: Расчет экономии газа при применения передвижной компрессорной установки	
Дано:	
M	= Первоначальный объем газа, возможный для прокачки, тыс. фут. ³
Ni	= Газ, прокачиваемый стационарным компрессором, тыс. фут. ³
Rp	= Степень сжатия передвижной компрессорной установки
Vi	= Стоимость газа, прокаченного стационарным компрессором, \$
(1)	Расчет: Nr = Газ, прокачиваемый передвижной компрессорной установкой
Nr	= Ni - (Ni/Rp)
(2)	Расчет: Vg = Стоимость газа, прокаченного передвижной компрессорной установкой
Vg	= Nr x \$3,00/тыс. фут. ³ (\$106/тыс. м ³)

Этап 7: Оценка экономических показателей от совместного применения передвижной компрессорной установки и стационарного компрессора. Чистая стоимость газа, получаемого с ремонтируемого участка газопровода, определяется путем вычитания затрат (т.е. эксплуатационных, лизинговых или пересчитанных на год) из стоимости газа, полученного с применением установки. Операторы могут значительно снизить стоимость применения передвижной компрессорной установки путем планирования или последовательного выполнения серии проектов. Общая стоимость полученного газа от применения двух видов компрессоров определяется суммированием двух отдельных расчетов. Общая экономическая оценка исключает затраты на проведение данных расчетов. На рис. 7 представлен метод оценки.

Рис. 7: Расчет экономии при совместном применении передвижной компрессорной установки и стационарного компрессора	
Дано:	
V_i	= Стоимость газа, прокаченного стационарным компрессором, \$
V_g	= Стоимость газа, прокаченного передвижной компрессорной установкой, \$
V_{cf}	= Стоимость топлива (см. Этап 5)
V_{cl}	= Стоимость трудозатрат
V_{cm}	= Стоимость техобслуживания (см. Этап 5)
V_{ci}	= Капитальные затраты на монтаж установки (см. Этап 4)
V_{cs}	= Стоимость фрахта см. (Этап 4)
V_{cp}	= Покупная цена компрессора (см. Этап 4)
V_{ct}	= Налоги и административные платежи
CR	= Коэффициент восстановления капитала (где $CR = [I(1+I)^N] / [(1+I)^N - 1]$)
I	= Процентная ставка
N	= Годовая продолжительность контракта (при лизинге) или срок службы (при покупке).
(1) Расчет: V_{cr} = Возврат инвестиций за контрактный период использования компрессора	
V_{cr}	= $(V_{ci} + V_{cs} + V_{cp} + V_{ct})CR$
(2) Расчет: V_c = Общие затраты, связанные с применением передвижной компрессорной установки	
V_c	= $V_{cf} + V_{cl} + V_{cm} + V_{cr}$
(3) Расчет: V_p = Чистая стоимость газа передвижной компрессорной установки (V_p)	
V_p	= Чистая стоимость газа от прокачки передвижной компрессорной установкой
V_p	= Стоимость газа от прокачки передвижной компрессорной установкой - эксплуатационные затраты, \$
V_p	= $V_g - V_c$
Расчет: V_t = Общая стоимость полученного газа	
V_t	= Общая стоимость газа от прокачек стационарным компрессором и передвижной установкой
V_t	= Общая стоимость газа стационарного компрессора + чистая стоимость газа передвижной компрессорной установки
V_t	= $V_i + V_p$

Пример плана действий для получения газа

План действий с применением передвижной компрессорной установки

На газопроводе с внешним диаметром 30 дюймов (9,1 м) и внутренним - 28,5 дюйм (8,6 м) функционирующим при давлении 600 фунт/дюйм² (4,1 МПа), необходимо произвести продувки до техобслуживания на различных участках длиной 10 миль (16 км). Нагнетательные стационарные поршневые компрессоры имеют степень сжатия 2 : 1 и могут использоваться безопасно для сброса давления в трубопроводе. Арендный передвижной компрессор с эффективной степенью сжатия 8 : 1 имеет рабочую мощность 1000 л.с. при цене \$24 000 в месяц (включая техобслуживание) и может быть подсоединен трубной обвязкой к одной из систем клиновой задвижки. Передвижной компрессор способен прокачивать газ со скоростью примерно 416 тыс. фут.³/час (11,7 тыс. м³/час), при мощности потребления 7 000 Btu 1 764 Ккал. на л.с./час. Бригада техобслуживания может монтировать и запускать компрессор без дополнительной оплаты. Стоимость транспортировки передвижного компрессора от компании-арендатора до пользователя составляет \$15 000. Прокачка и техобслуживание будут выполняться в среднем 4 раза в месяц. Передвижной компрессор арендуется на 12 месяцев.

Для расчета прибыли при применении передвижного компрессора в комбинации со стационарным оператору следует выполнить ряд действий и рассчитать чистую прибыль от получаемого газа. В первую очередь, оператор определяет общий объем газа, возможный для получения.

Рис. 8: Общий объем газа, доступный для получения

Общий объем газа, доступный для получения для каждого участка протяженностью 10 миль (16 км):

$$= 10 \text{ миль} \times 5 \text{ 280 фут. на милю} \times ((2 \text{ 375 фут.}^2 \div 4) \times (600 \text{ psig} + 14,65) \div 14,65 \text{ psig})) \times 1 \text{ тыс. фут.}^3 \text{ на } 1 \text{ 000 фут.}^3$$

$$= 9 \text{ 814 тыс. фут.}^3 \text{ (278 тыс. м}^3\text{)}$$

Затем оператор рассчитывает объем и стоимость газа, получаемого от применения стационарного компрессора.

Рис. 9: Чистая экономия при применении стационарного компрессора

Объем газа, получаемого от одной прокачки стационарным компрессором:

$$= 9 \text{ 814 тыс. фут.}^3 \text{ (278 тыс. м}^3\text{)} - (9 \text{ 814 тыс. фут.}^3 \text{ (278 тыс. м}^3\text{)} \div 2,0 \text{ степень сжатия стационарного компрессора})$$

$$= 4 \text{ 907 тыс. фут.}^3 \text{ (139 тыс. м}^3\text{)}, \text{ получаемых от одной прокачки стационарным компрессором}$$

Стоимость газа, получаемого от одной прокачки стационарным компрессором:

$$= 4 \text{ 907 тыс. фут.}^3 \text{ (139 тыс. м}^3\text{)} \times \$3 \text{ тыс. фут.}^3 \text{ (\$160/тыс. м}^3\text{)} = \$14 \text{ 721 за одну прокачку.}$$

Годовая стоимость получаемого газа, при условии 4 прокачек в месяц:

$$= \$14 \text{ 721} \times 4 \text{ в месяц} \times 12$$

$$= \$706 \text{ 608}$$

Далее оператор рассчитывает объем и валовую стоимость газа, полученные от применения передвижного компрессора.

Рис. 10: Валовая экономия при применении передвижного компрессора
Газ, возможный для получения с применением передвижного компрессора:
= Общий объем имеющегося газа - газ, прокачиваемый стационарным компрессором = 9 814 тыс. фут. ³ (277 тыс. м ³) - 4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) = 4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) газа для прокачки передвижным компрессором
Валовая стоимость газа, получаемого от каждой прокачки с применением передвижного компрессора:
= газ, получаемый от применения передвижного компрессора x цена газа =[4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) - (4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) ÷ 8 степень сжатия передвижного компрессора)] x \$3 тыс. фут. ³ (\$160/1 тыс. м ³) = \$12 881
Валовая стоимость газа, полученного за 12 месяцев, при условии 4х прокачек в месяц:
= \$12 881 x 4 x 12 = \$618 288

Оператор должен также учитывать стоимость топлива, техобслуживания и перемещения передвижной компрессорной установки.

Рис. 11: Стоимость применения передвижной компрессорной установки
Для расчета стоимости топлива, в первую очередь, необходимо определить количество рабочих часов компрессора и на основе этого рассчитать объем потребления топлива на каждом участке длиной 10 миль (16 км):
Количество рабочих часов для прокачки объема газа передвижным компрессором = газ, прокачиваемый с применением передвижного компрессора ÷ степень сжатия компрессора = (4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) - (4 907 тыс. фут. ³ (139 тыс. м ³) ÷ 8 степень сжатия) ÷ 416 тыс. фут. ³ в час (11,7 тыс. м ³ в час) = 10 часов
Потребление топлива, при условии, что теплосодержание природного газа 1 020 Btu/фут.³ (9178 ккал/м³) = 7 000 Btu/л.с/час. x 1 000 л.с. x 10 часов ÷ 1 020 Btu/фут. ³ ÷ 1 000 фут. ³ / тыс. фут. ³ = 69 фут. ³ на каждый участок длиной 10 миль (16 км)
Ежемесячный расход топлива на участке длиной 10 миль (16 км) = \$3 тыс. фут. ³ (\$106 тыс. м ³) x 69 тыс. фут. ³ (2 тыс. м ³) x 4 = \$828 в месяц
Стоимость лизинга и техобслуживания = \$24 000 в месяц
Цена фрахта = \$15 000
Общая стоимость применения передвижной компрессорной установки за 12 месяцев: = стоимость топлива + стоимость лизинга и техобслуживания + цена фрахта = 12 x (\$828 + \$24 000) + \$15 000 = \$312 936

Вычитая затраты на применение передвижной компрессорной установки от величины экономии, получаем чистую прибыль, обеспечиваемую применением данной установки.

Рис. 12: Чистая прибыль при применении передвижной компрессорной установки

Общая чистая прибыль за счет получения газа за 12 месяцев лизинга оборудования:
= \$618 288 - \$312 936
= \$305 352

Суммируя чистую прибыль, получаемую при применении стационарного и передвижного компрессора, получаем общую величину прибыли по данному плану действий.

Рис. 13: Чистая прибыль по полному плану действий прокачки газа

Чистая стоимость газа, полученная по полному плану действий (стационарный + передвижной компрессоры)
= \$706 608 + \$305 352
= \$1 011 960

Изучение конкретного опыта партнера

В 1998 г. компания Southern Natural Gas Company достигла экономии 32 550 тыс. фут.³ (921 тыс. м³) газа, используя откачивающие компрессоры для разряжения газопровода. Компания использовала компрессор, установленный на одном месте, три раза за год и при этом ее затраты составили \$52 600. По оценкам компании, экономия на откачке газа составила около \$93 200 при цене \$2,86/ тыс. фут.³ (\$102/тыс. м³) за газ, который не выбрасывается в атмосферу. После вычитания стоимости прокачки от общей стоимости сэкономленного газа чистая прибыль компании составила \$40 600. В данном случае период окупаемости передвижного компрессора, по оценкам, составил около 16 месяцев.

Опыт применения

Применяя технологию прокачки для сброса давления в трубопроводе в период планового технического обслуживания, компания может получить от 50% до 90% природного газа, который при обычной технологии просто выбрасывается в атмосферу. Партнеры могут предложить следующий собственный опыт применения передвижной компрессорной установки для получения газа при сбросе давления в газопроводе:

- ★ Всегда осуществлять прокачку трубопровода стационарным компрессором в качестве составляющего мероприятия программы планового техобслуживания. Даже при отсутствии передвижной компрессорной установки стационарные компрессоры способны сократить эмиссию газа в атмосферу.
- ★ Включать технологию прокачки стационарным компрессором в программы аварийных работ. Хотя выполнение прокачек газопровода в аварийный период осложнено (например, устранением утечек газопровода) по сравнению с проведением работ планового техобслуживания, прокачки в аварийном режиме способны обеспечить значительную экономию газа и денежных средств.
- ★ Партнеры могут добиться максимальной экономии газа и получения прибыли путем более широкого применения передвижных компрессорных установок, выполняя ремонтные работы и модернизацию поочередно на нескольких отключенных участках газопровода. При планировании работ рекомендовано определить возможность приобретения передвижного компрессора и его требуемую мощность. Для некоторых отдаленных участков возможны проблемы с наличием передвижных компрессорных установок.
- ★ Хотя бы одна из двух главных клиновых задвижек должна иметь разветвления для подключения к передвижной компрессорной установке.
- ★ Если возможно, рассчитывать экономические показатели получения природного газа в период до проведения планового техобслуживания. Такой подход гарантирует экономическую эффективность применения предложенной технологии.
- ★ Включать объемы сокращения эмиссии метана при применении технологии прокачки в годовые отчеты по программе Natural Gas STAR.

Литература

American Gas Association. *Gas Engineers Handbook*, 1965.

Ariel Gas Compressors, personal contact.

Crane Co. *Flow of Fluids*. Technical Paper No. 410, 1974.

Daniels, John. JW Operating, personal contact.

Field Gas Compressor Association, personal contact.

Gunning, Paul M. Natural Gas STAR Program, personal contact.

Henderson, Carolyn. Natural Gas STAR Program, personal contact.

Ivey, Bobby. Universal Compression Incorporated, personal contact.

Knox Western Gas Compressors, personal contact.

Natural Gas Processors Suppliers Association. *Engineering Data Book*, 1966.

Perry, Robert H. *Chemical Engineers' Handbook*, Fifth Edition. McGraw-Hill Book Company, 1973.

Society of Petroleum Engineers. *Petroleum Engineering Handbook*, 1987.

Tingley, Kevin, Natural Gas STAR Program, personal contact.



United States
Environmental Protection Agency
Air and Radiation (6202J)
1200 Pennsylvania Ave., NW
Washington, DC 20460

EPA430-B-04-002
Февраль 2004 г.