

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЫКАЧКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА
ИЗ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА**

А.А. Соболев

sobolew-andrei@mail.ru

В.А. Седунин

lerr@bk.ru

**Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Российская Федерация****Аннотация**

Рассмотрена проблема выкачки природного газа из участка магистрального газопровода при ремонте. Приведены примеры ее решения путем разработки мобильных компрессорных станций. Предложен вариант конструкции мобильной компрессорной станции. Для первичного анализа предлагаемой конструкции приведена математическая модель выкачки газа

Ключевые слова

Мобильная компрессорная станция, ремонт магистрального газопровода, центробежный нагнетатель

Поступила в редакцию 25.10.2017

© МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2018

Введение. 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 ~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 количестве 2,44 млн м³. В течение года в пределах одной компрессорной станции проводится в среднем от трех до пяти стравливаний газа. Из расчета, что стоимость природного газа в 2015 г. составляла ~3,64 руб./м³ [1], один выброс будет стоить 8,9 млн руб. В России 250 компрессорных станций. При условии, что все станции в течение года произведут 4 выброса, общие затраты составят 8,9 млрд руб. Однако с каждым годом увеличиваются стоимость газа, длина газопровода и расчетное давление, что обуславливает серьезность проблемы.

Актуальным решением на сегодняшний день является создание мобильных компрессорных станций (установок). Мобильная компрессорная станция (МКС) предназначена для утилизации природного газа, остающегося в выводимом из работы участке газопровода, путем перекачки его в проходящий параллельно газопровод или за отключающий запорный кран по ходу газа.

В настоящее время известно о нескольких МКС, базирующихся на многоступенчатом сжатии газа в поршневых компрессорах, производства OGE/LMF и ООО «Газгаз» [2, 3], а также компании LMF. В качестве привода компрессора используются газовые двигатели.

В связи с этим поставлена задача разработать компактную мобильную газоперекачивающую станцию, способную перекачать газ из участка трубы длиной 30 км и диаметром 1400 мм, выведенного из работы, за отключающий запорный кран по ходу газа в рабочий газопровод с давлением 45 кгс/см², при этом по мере выкачивания газа снижается его давление. Оптимальным является давление газа до 8...10 кгс/см², так как более полная выкачка требует существенного усложнения компрессорной станции.

Конструкция станции предполагает использование трех одноступенчатых центробежных нагнетателей со степенями сжатия ~2 в первой ступени и далее по убыванию. Для каждого нагнетателя, именуемого в дальнейшем ступенью, предполагается отдельный привод и наличие регулируемого входного направляющего аппарата (ВНА).

В качестве привода рассматривается использование авиационного турбовального двигателя ТВ3-117ВМ мощностью 1,1 МВт с частотой вращения вала силовой турбины 15 000 об./мин [4]. Принципиальная схема установки приведена на рис. 1, а. Также рассматривается возможность внедрения промежуточного охлаждения газа (рис. 1, б). В настоящей статье не рассматривается параллельная работа ступеней в связи со сложностью согласования работ ступеней.

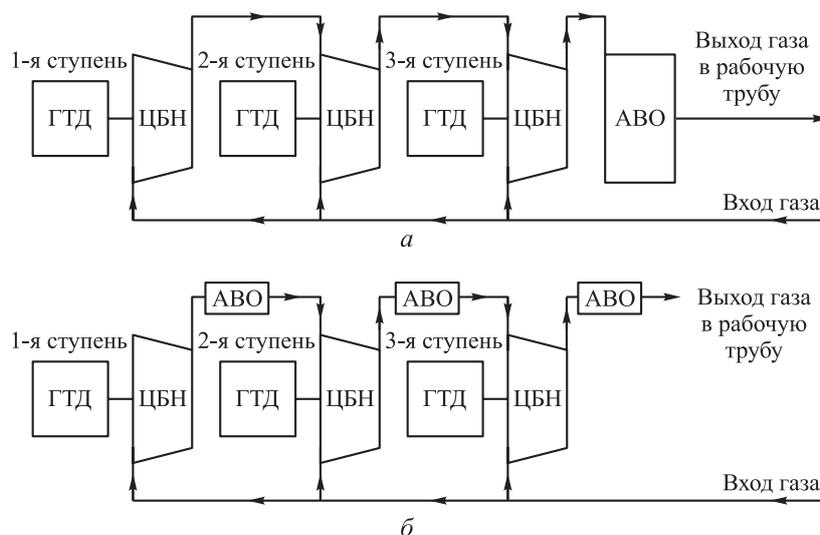


Рис. 1. Схема МКС:

а — с охлаждением газа только перед подачей в газопровод; б — с промежуточным охлаждением газа (ГТД — газотурбинный двигатель; ЦБН — центробежный нагнетатель; АВО — аппарат воздушного охлаждения)

Для анализа работы ступеней на всем протяжении процесса выкачки была разработана математическая модель, в которую заложены основные термодинамические формулы [5], а также таблица термодинамических свойств метана СН₄, обновляющихся при изменении давления и температуры.

С помощью онлайн-калькулятора термодинамических свойств метана [6] построены графики изменения плотности, теплоемкости, показателя адиабаты и коэффициента сжимаемости от давления при постоянной температуре. Диапазон изменения давления составляет от 0,5 до 7,5 МПа, температура меняется от 20 до 270 °С с шагом 25 °С. Графики преобразованы в уравнение четвертой степени с двумя неизвестными, где вводимым значением является давление газа, а результатом — одно из его свойств. Таким образом, было создано 40 уравнений, по 10 на каждый из четырех параметров для разных температур. Параметры определяются автоматически по конкретной температуре с помощью интерполяции.

Исходные данные для математической модели (граничные условия МКС) следующие:

- перекачка газа осуществляется из трубы с давлением 45 кгс/см² до достижения 8 кгс/см²;
- давление газа в работающей трубе равно 45 кгс/см², но установка рассчитывается на конечное давление 50 кгс/см²;
- температура газа на входе в установку 20 °С;
- температура окружающей среды 30 °С;
- предельная мощность каждой ступени при трехступенчатом сжатии составляет 1095 кВт;
- КПД ступеней принимается равным 0,8.

В первую очередь равномерно распределяется напор между ступенями путем подбора оптимальной степени сжатия каждой ступени для обеспечения компримирования газа от 0,8 до 5 МПа (табл. 1). Массовый расход ограничивается мощностью привода, объемный расход при закрытии ВНА подбирается на следующем этапе при анализе работы ступеней по мере снижения давления на входе от 4,5 до 0,8 МПа. Выходные параметры, такие как давление и температура, для предвключенной ступени являются входными параметрами для следующей. Свойства газа на входе во вторую ступень определяются по давлению и температуре на выходе из первой, для третьей ступени — из второй. Полученные на данном этапе параметры послужат основой для моделирования лопаточных аппаратов центробежных нагнетателей.

Таблица 1

Распределение напора по ступеням без промежуточного охлаждения

Параметр	Формула	Параметр	Формула
Давление на входе в ступень $P_{вх}$, МПа	Задано	Степень повышения давления π	Подбирается
Температура на входе в ступень $T_{вх}$, К	\gg	Работа сжатия (напор) H_p , кДж/кг	$\frac{C_{p_{вх}} T_{вх} z_{вх} \left(\pi^{(k_{вх}-1)/k_{вх}} - 1 \right)}{\eta}$

Параметр	Формула	Параметр	Формула
Температура наружного воздуха $T_{в}$, К	Задано	Мощность потребляемая N , кВт	$H_p G$
Эффективность охлаждения α	Подбирается	Массовый расход G , кг/с	Подбирается
Теплоемкость $C_{рвх}$, кДж/кгК	Из таблицы	Объёмный расход (на входе) $V_{вх}$, м ³ /с	$G/\rho_{вх}$
Показатель адиабаты $k_{вх}$	То же	Температура на выходе из ступени $T_{вых}$, К	$T_{вх} + \frac{H_1}{C_{рвх}} - \left(T_{вх} + \frac{H_1}{C_{рвх}} - T_{в} \right) \alpha$
Плотность на входе $\rho_{вх}$, кг/м ³	»	Давление на выходе из ступени $P_{вых}$, МПа	$P_{вх} \pi$
Мощность привода N_{max} , кВт	Задано	Объёмный расход с максимально прикрытым ВНА $V_{вх.пр}$, м ³ /с	Подбирается
КПД ступени η	»	% закрытия проходного сечения ВНА	$\frac{V_{вх} - V_{вх.пр}}{V_{вх}} \cdot 100 \%$

Далее процесс перекачки разделен условно на этапы по давлению газа на входе в установку (давление газа в откачиваемой трубе) от 4,5 до 0,8 МПа с шагом 0,1 МПа. Каждому этапу соответствует одна строчка в MS Excel. По мере снижения давления свойства газа обновляются.

Изначально заданы параметры газа на входе: давление $P_{вх}$ и температура $T_{вх}$. Далее определяется требуемая степень сжатия при достижении давления 5 МПа за установкой:

$$\pi_{тр} = \frac{P_{вых3}}{P_{вх}}. \tag{1}$$

С помощью таблицы свойств газа рассчитываются плотность $\rho_{вх}$, теплоемкость $C_{рвх}$, показатель адиабаты $k_{вх}$ и коэффициент сжимаемости $z_{вх}$. Задавшись неким объемным расходом $V_{вх}$, находим массовый расход через ступень по формуле

$$G = V_{вх} \rho_{вх}. \tag{2}$$

Все ступени ограничены по мощности и напору. Для нахождения напора H_1 первой ступени используется условие «Если» (рис. 2).

С помощью выбранной схемы напора и по свойствам газа на входе в первую ступень рассчитывается степень повышения давления первой ступени:

$$\pi_1 = \left(\frac{H_1 \eta}{C_{рвх} T_{вх} z_{вх}} \right)^{k_{вх}/(k_{вх}-1)}. \tag{3}$$

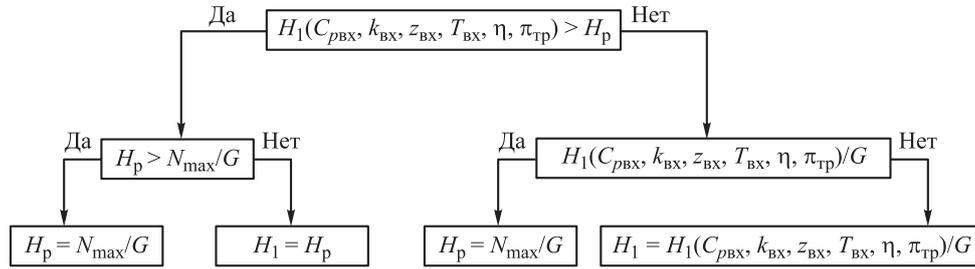


Рис. 2. Схема выбора напора первой ступени:

$H_1(C_{pвх}, k_{вх}, z_{вх}, T_{вх}, \eta, \pi_{тр})$ — напор, рассчитанный по входным параметрам и требуемой степени повышения давления; H_p — рабочий напор, заложенный на этапе распределения работы между ступенями; N_{max} / G — напор

По новым значениям давления P_1 и температуры T_1 за первой ступенью (на входе во вторую) определяются новые свойства газа и объемный расход ($\rho_1, C_{p1}, k_1, z_1, V_1$), а также мощность, потребляемая первой ступенью,

$$N_1 = H_1 G. \tag{4}$$

В формулу нахождения температуры включена эффективность охлаждения для решения задачи с промежуточным охлаждением газа:

$$T_1 = T_{вх} + \frac{H_1}{C_{pвх}} - \left(T_{вх} + \frac{H_1}{C_{pвх}} - T_{в} \right) \alpha_1. \tag{5}$$

Также определяют требуемую степень сжатия $\pi_{тр}$ при достижении давления 5 МПа за установкой.

Для расчета напора второй ступени H_2 используется аналогичное условие «Если» (см. рис. 2). С помощью выбранных схемы напора и свойств газа за первой ступенью рассчитываются степень повышения давления второй ступени (3), давление P_2 и температура T_2 за второй ступенью, обновляются свойства газа, определяется требуемая степень повышения давления (она же степень повышения давления третьей ступени), мощность N_2 , потребляемая второй ступенью, и объемный расход за ней (на входе в третью). Поскольку в задачу закладывалось трехступенчатое сжатие, то по требуемой степени повышения давления $\pi_{тр}$ и свойствам газа за второй ступенью (ρ_2, C_{p2}, k_2, z_2) определяется напор H_3 и потребляемая мощность N_3 третьей. Расчет заканчивается определением давления P_3 и температуры T_3 за третьей ступенью, объемного расхода V_3 и свойств газа (ρ_3, C_{p3}), необходимых для расчета аппарата воздушного охлаждения (АВО).

Регулирующим параметром в каждой строчке является только объемный расход через первую по ходу движения газа ступень. Термин «первая по ходу движения газа ступень» используется в связи с тем, что в начале перекачки газа работать будет только третья ступень, она и будет первой в математической модели. Через некоторое время, когда потребляемая мощность третьей ступени

достигнет максимальной мощности привода, она будет еще немного работать благодаря прикрытию ВНА (уменьшению расхода). Затем в роли «первой по ходу движения газа» будет вторая ступень МКС с максимальным прикрытием ВНА. Объемный расход с максимально прикрытым ВНА второй ступени должен быть не больше расчетного объемного расхода третьей ступени. В MS Excel это достигается с помощью функции «Подбор параметра». Чем меньше ВНА закрывает сечение (% закрытия ВНА, см. табл. 1), тем лучше. После включения второй ступени по мере снижения давления газа на входе ВНА второй ступени постепенно открывается, поддерживая при этом постоянным объемный расход на входе в третью ступень. В отличие от начала процесса перекачки, когда значимым множителем для определения мощности был массовый расход (так как плотность газа высокая, а требуемый напор небольшой), работающие совместно вторая и третья ступени достигают своего «рабочего» напора. Несмотря на то что суммарная мощность, потребляемая второй и третьей ступенями, не превышает максимальной суммарной мощности от двух приводов, необходимо включать в работу первую ступень МКС. Она включается, как и в случае со второй ступенью, с минимальным объемным расходом (максимально прикрытым ВНА). Объемный расход через первую ступень выбирается из условия равенства (не более) объемного расхода за второй ступенью расчетному объемному расходу третьей ступени. Далее ВНА первой ступени постепенно открывается, поддерживая постоянным объемный расход третьей ступени, ВНА второй ступени играет роль посредника между первой и третьей ступенями.

В итоге выбор объемного расхода на входе в первую по ходу движения газа ступень и назначение этой ступени выбирается из условий постоянного объемного расхода третьей ступени и ограничения по напору и мощности.

Анализ результатов. На рис. 3 приведен график распределения объемных расходов ступеней МКС и потребляемой при этом мощности. По оси абсцисс находится давление на входе в установку, убывающее по мере выкачки слева направо. По оси ординат расположены: слева — суммарная потребляемая мощность, справа — объемный расход.

На графике видно, что, начиная с 4,5 МПа, в работе задействована только третья ступень с полностью открытым ВНА. Потребляемая при этом мощность невелика и увеличивается по мере уменьшения давления. При достижении давления на входе 3,6 МПа объемный расход третьей ступени уменьшается за счет прикрытия ВНА, поддерживая потребляемую мощность постоянной и близкой к максимальной мощности привода. На отметке давления на входе 3 МПа включается вторая ступень с максимально прикрытым ВНА, становясь первой по ходу движения газа. Объемный расход через вторую ступень больше, чем через третью, с этим связано увеличение потребляемой мощности. С падением давления на входе плотность газа постепенно уменьшается, ВНА второй ступени постепенно открывается, поддерживая объемный расход на входе в третью ступень постоянным. На отметке 2 МПа линия объемного расхода второй ступени преломляется в связи с достижением максимальной мощности привода. Но после вновь немного

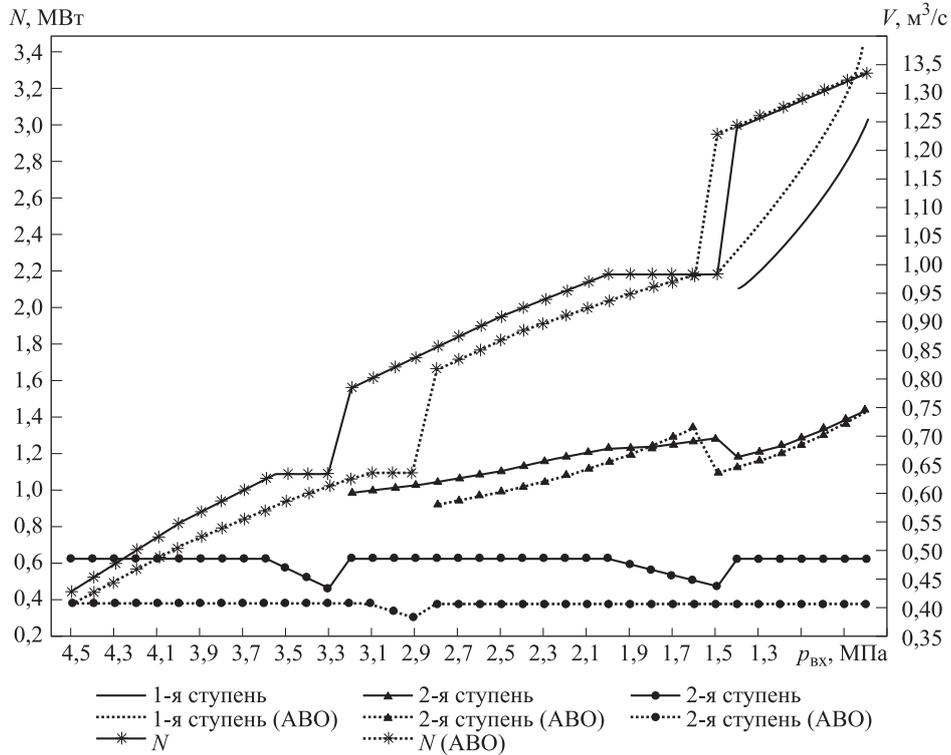


Рис. 3. Зависимость объемного расхода и мощности от давления на входе в установку

увеличивается. Это связано с более резким уменьшением плотности газа. Линия объемного расхода третьей ступени уменьшается (прикрывается ВНА) для обеспечения устойчивой работы. После включения первой ступени с прикрытым ВНА объемный расход второй ступени немного понижается, а объемный расход третьей ступени вновь равен расчетному (при открытом ВНА). Потребляемая при этом мощность растет и постепенно достигает максимума.

Использование промежуточного охлаждения газа позволяет обеспечить больший массовый расход за счет меньшего напора, требуемого для сжатия газа (см. рис. 3). Однако промежуточное охлаждение газа уменьшает объемный расход на входе в следующую ступень, что усложняет регулирование и согласование ступеней.

Зная объемный расход и плотность газа на входе в установку на всех рассчитанных этапах, мы можем оценить время перекачки газа (табл. 2). На рис. 4 приведена зависимость количества газа, находящегося в трубе, от времени выкачки.

Таблица 2

Оценка времени выкачки газа

Схема установки	Время выкачки газа, ч	Напор газа в конце выкачки (H_p), кДж/кг
Без промежуточного охлаждения газа	33,4	490,1
С промежуточным охлаждением газа	36,1	440,8

Как было указано ранее, разделение процесса перекачки на этапы (по давлению на входе от 4,5 до 0,8 МПа с шагом 0,1 МПа) позволяет определить зависимость объемного расхода через первую (по ходу движения газа) ступень от плотности газа в трубе. Следовательно, мы точно знаем, каким будет объемный расход через установку при достижении какой-либо из плотностей по мере падения давления газа в трубе.

Есть некая масса газа M_n определенной плотности ρ_n в емкости конечного объема V . Тогда определение времени перекачки будет равняться числу итераций формулы (6). Окончанием считается момент достижения плотности $\rho_{вх}$ при давлении газа 0,8 МПа на входе:

$$M_{n+1} = M_n - V_{вх}(\rho_{вх})\rho_n, \quad (6)$$

где $0 \leq n \leq \infty$; M_{n+1} — масса газа в трубе в следующую секунду; $V_{вх}$ — объемный расход газа через установку (меняется, когда плотность газа ρ_n в трубе достигает рассчитанных значений $\rho_{вх}$ (4,5...0,8 МПа) на входе в установку); $\rho_n = M_n / V$.

Выводы. Разработанная математическая модель позволяет на этапе предварительного проектирования определить параметры и техническое задание для оборудования и процессов многоступенчатого сжатия природного газа, в частности необходимое число ступеней (нагнетателей), режимы их работы в зависимости от входных параметров газа, а также оценить время работы МКС.

Большее время тратится на перекачку газа с использованием промежуточного охлаждения второй и третьей ступеней, это связано с меньшими объемными расходами. Заложив на этапе разработки ЦН большой объемный расход, время перекачки можно существенно сократить для обеих схем. Однако это значит, что ВНА ступени будет прикрыт (не полностью) при достижении режима максимального напора. Следовательно, проектируя рабочее колесо, нужно закладывать больший напор, поскольку прикрытие ВНА смещает характеристику в сторону меньшего расхода и напора (влево вниз).

Установка позволит выкачать из трубы до 80 % газа (до давления в трубе 0,8 МПа).

Следующим этапом является моделирование лопаточного аппарата осерадиального центробежного колеса под требуемые параметры и построение его рабочей характеристики.

Рассматриваемые конфигурации оборудования подразумевают очень большую нагрузку центробежного нагнетателя, что влечет за собой трудности в проектировании и обеспечении стабильности работы и высокой эффективности.

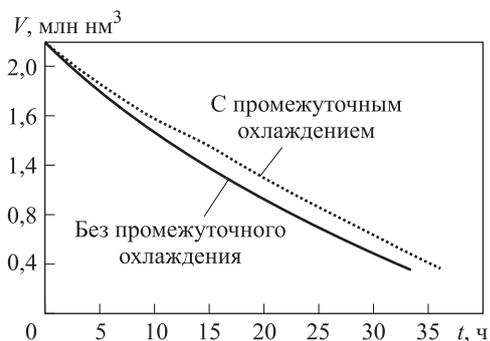


Рис. 4. Количество газа в трубе по мере выкачивания

ЛИТЕРАТУРА

1. *Российский рынок газа* // Газпром: веб-сайт компании.
URL: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia> (дата обращения: 10.06.2016).
2. *Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Аконова Г.С., Тетеревлев Р.В.* Отечественный и зарубежный опыт перекачки природного газа с использованием мобильных компрессорных станций // Газовая промышленность. 2013. № 1. С. 42–45.
3. *Ишков А.Г., Аконова Г.С., Тетеревлев Р.В.* Опыт оценки экологических показателей работы мобильной компрессорной станции при пробной перекачке газа // Территория Нефтегаз. 2011. № 6. С. 56–59.
4. *Зрелов В.А.* Отечественные газотурбинные двигатели. Основные параметры и конструктивные схемы. М.: Машиностроение, 2005. 336 с.
5. *Цай С.С.* Определение основных размеров ступени центробежного нагнетателя природного газа. Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2015. 24 с.
6. *Calculation of thermodynamic state variables of methane* // Peace software: веб-сайт.
URL: http://www.peacesoftware.de/einigewerte/methan_e.html (дата обращения 22.11.2015).

Соболев Андрей Андреевич — магистрант кафедры «Турбины и двигатели» Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (Российская Федерация, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19).

Седунин Вячеслав Алексеевич — канд. техн. наук, доцент кафедры «Турбины и двигатели» Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (Российская Федерация, 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Соболев А.А., Седунин В.А. Моделирование процесса выкачки природного газа из ремонтируемого участка магистрального газопровода // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Машиностроение. 2018. № 2. С. 62–71. DOI: 10.18698/0236-3941-2018-2-62-71

SIMULATING THE PROCESS OF DISCHARGING NATURAL GAS FROM A CROSS-COUNTRY GAS PIPELINE SECTION UNDER REPAIR

A.A. Sobolev
V.A. Sedunin

sobolew-andrei@mail.ru
lerr@bk.ru

Yeltsin Ural Federal University, Ekaterinburg, Russian Federation

Abstract

The study deals with the problem of discharging natural gas from a cross-country gas pipeline section under repair. We present examples of solving this problem by means of developing mobile compressor stations. We propose our own design of a mobile compressor station. We supply a mathematical model of discharging the gas in order to perform initial analysis of the design proposed

Keywords

Mobile compressor station, cross-country gas pipeline repair, centrifugal supercharger

Received 25.10.2017
© BMSTU, 2018

REFERENCES

- [1] Rossiyskiy rynek gaza [Russian gas market]. Gazprom: company website. Available at: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia> (accessed: 10.06.2016) (in Russ.).
- [2] Aksyutin O.E., Ishkov A.G., Akopova G.S., Teterevlev R.V. Domestic and foreign experience of natural gas pumping using mobile compressor stations. *Gazovaya promyshlennost'* [Gas Industry], 2013, no. 1, pp. 42–45 (in Russ.).
- [3] Ishkov A.G., Akopova G.S., Teterevlev R.V. Experience in assessing environmental performance of a mobile compressor station pilot operation. *Territoriya Neftgaz*, 2011, no. 6, pp. 56–59 (in Russ.).
- [4] Zrelov V.A. Otechestvennye gazoturbinnye dvigateli. Osnovnye parametry i konstruktivnye skhemy [Domestic gas-turbine engines. Main parameters and construction diagrams]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2005. 336 p.
- [5] Tsay S.S. Opredelenie osnovnykh razmerov stupeni tsentrobezhnogo nagnetatelya prirodnogo gaza [Basic dimension determination of natural gas centrifugal supercharger stage]. Ekaterinburg, Ural University Publ., 2015. 24 p.
- [6] Calculation of thermodynamic state variables of methane. Peace software: website. Available at: http://www.peacesoftware.de/einige/werte/methan_e.html (accessed 22.11.2015).

Sobolev A.A. — Master's Degree Student, Department of Turbines and Engines, Yeltsin Ural Federal University (Mira ul. 19, Ekaterinburg, 620002 Russian Federation).

Sedunin V.A. — Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Professor, Department of Turbines and Engines, Yeltsin Ural Federal University (Mira ul. 19, Ekaterinburg, 620002 Russian Federation).

Please cite this article in English as:

Sobolev A.A., Sedunin V.A. Simulating the Process of Discharging Natural Gas from a Cross-Country Gas Pipeline Section under Repair. *Vestn. Mosk. Gos. Tekh. Univ. im. N.E. Baumana, Mashinostr.* [Herald of the Bauman Moscow State Tech. Univ., Mech. Eng.], 2018, no. 2, pp. 62–71 (in Russ.). DOI: 10.18698/0236-3941-2018-2-62-71