

УДК 622.691.4.052

ИЗМЕНЕНИЯ ЗАПАСА УСТОЙЧИВОЙ РАБОТЫ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАГНЕТАТЕЛЯ В СОСТАВЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА

Ванчин А. Г.

*РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, г. Москва
e-mail: alex_vanchin@mail.ru*

***Аннотация.** Одним из основных технологических ограничений по центробежному нагнетателю (ЦБН) является граница помпажной зоны его работы. Минимальная величина расхода, соответствующая границе помпажной зоны работы ЦБН зависит от режима работы и предположительно может меняться в зависимости от технического состояния ЦБН.*

Поэтому требует специального рассмотрения вопрос зависимости запаса устойчивой работы от технического состояния ЦБН.

Для поиска ответа на поставленный вопрос нужно рассмотреть процесс совместной работы ЦБН и газопровода, а так же закономерности сдвига характеристик ЦБН при изменении его технического состояния.

***Ключевые слова:** диагностика, транспорт природного газа, характеристика центробежного нагнетателя, коэффициент технического состояния, техническое состояние, газоперекачивающий агрегат, помпаж*

Введение

Достоверное определение границы начала неустойчивой работы центробежного нагнетателя природного газа является важной составляющей поддержания надежной работы газотранспортной системы. Предотвращение помпажных явлений должно происходить уже на этапе расчета эксплуатирующим персоналом нового режима работы газоперекачивающих агрегатов. Актуальное положение границы помпажа на карте режимов зависит от взаимодействия нагнетателя с сетью и технического состояния самого нагнетателя.

Для поиска решения поставленной задачи нужно рассмотреть процесс совместной работы ЦБН и газопровода, а так же закономерности сдвига характеристик ЦБН при изменении его технического состояния.

Определение режима совместной работы ЦБН и газопровода

При вариантных расчетах для поиска рабочей точки на характеристике ЦБН требуется знание расходной характеристики трубопровода, к которому подключен этот агрегат.

Формула расчета пропускной способности однониточного участка газопровода для всех режимов течения газа q , млн м³/сут, без учета рельефа трассы газопровода [4]:

$$q = 3,32 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}}, \quad (1)$$

где d – внутренний диаметр трубы, мм; P_n , P_k – абсолютные давления в начале и конце участка газопровода, соответственно, МПа; Δ – относительная плотность газа по воздуху; T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа, К; Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный; L – длина участка газопровода, км; λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный.

Для случая с известным расходом при прочих неизменных параметрах, участвующих в формуле (1): d , Δ , T_{cp} , Z_{cp} , L , λ , можно определить коэффициент расхода этого участка газопровода при данных условиях, и формула (1) в это случае примет вид:

$$q = k_{расх} \cdot \sqrt{P_n^2 - P_k^2}, \quad (2)$$

где $k_{расх}$ – коэффициент расхода.

На рис. 1 в качестве примера показана расходная характеристика участка магистрального газопровода «Елец - Курск - Кривой Рог» между соседними компрессорными цехами (КЦ) диаметром 1420 мм длиной около 100 км. Эта характеристика построена без учета рельефа трассы газопровода с использованием формулы (2) при условиях варьирования полного давления на выходе КЦ в диапазоне 5,2 - 7,6 Мпа, постоянном полном давлении на входе обоих КЦ 5,2 Мпа. Коэффициент расхода был получен подстановкой в формулу (2) реально измеренных на участке действующего газопровода величин расхода и давлений.

В рассматриваемом примере отношение полных давлений в начале и в конце участка магистрального газопровода с относительно небольшой поправкой на потери давления в обвязке КЦ равно степени сжатия в нагнетателях КЦ.

Наложение расходной характеристики участка магистрального газопровода на приведенные характеристики всех параллельно работающих нагнетателей на КЦ, которая расположена перед этим участком, с учетом заданного распределения коммерческого расхода газа между ЦБН, дает возможность прогнозировать параметры любого совместного режима работы КЦ и последующего за ним участком газопровода.

Аналитической формой представления напорно-расходной характеристики рассматриваемого ЦБН является уравнение:

$$\varepsilon = -1,396 \cdot 10^{-3} \cdot n \cdot Q_{np} + 502,772 \cdot 10^{-3} \cdot (Q_{np})^2 + 513,267 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{np} + 349,117 \cdot 10^{-3} + 2,321 \cdot 10^{-3} \cdot n - 1,844 \cdot 10^{-6} \cdot (n)^2, \quad (3)$$

где ε – степень сжатия газа в ЦБН; n – частота вращения ротора ЦБН, об/мин; Q_{np} – приведенный расход через нагнетатель.

Приведенный расход через нагнетатель вычисляется по формуле:

$$Q_{np} = Q_{ex} \cdot \frac{n}{n_n}, \quad (4)$$

где n_n – номинальная частота вращения ротора ЦБН, об/мин; Q_{ex} – расход через нагнетатель по условиям входа, м³/мин.

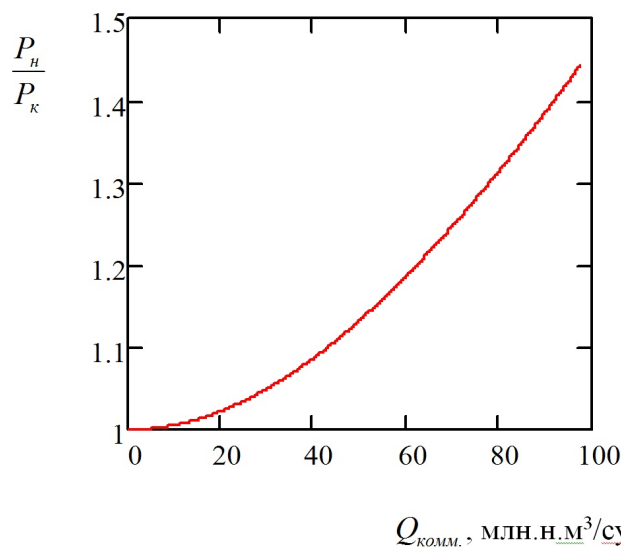


Рис. 1. Расходная характеристика участка магистрального газопровода в виде зависимости коммерческого расхода и отношения полных давлений в начале и в конце участка

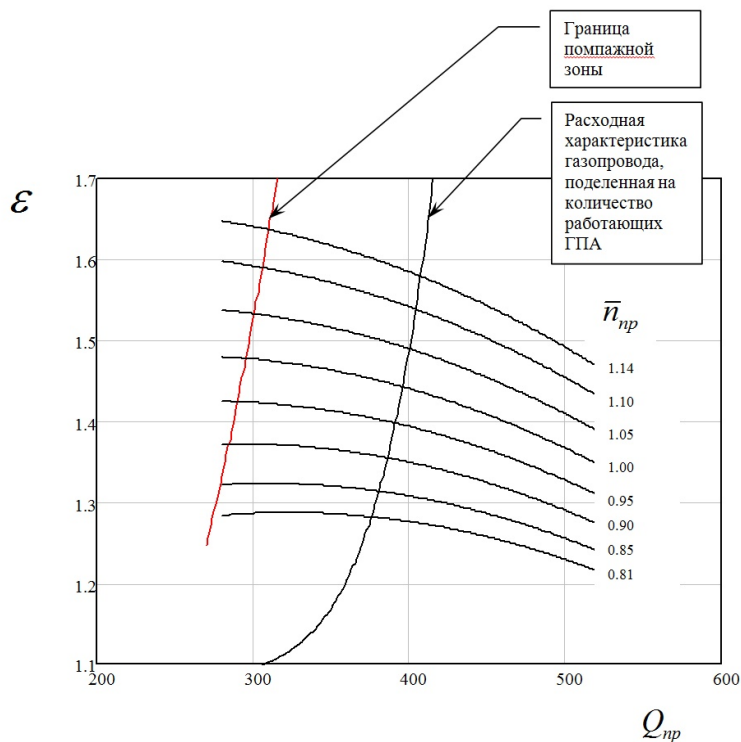


Рис. 2. Приведенная характеристика ЦБН НЦ-16/76-1,44 с наложенной на нее расходной характеристикой участка магистрального газопровода «Елец - Курск - Кривой Рог»

При рассмотрении варианта работы трех ГПА-Ц-16/76, при равном распределении расходов газа между ними, приведенная характеристика ЦБН НЦ-16/76-1,44 с наложенной расходной характеристикой участка магистрального газопровода будет иметь вид, показанный на рис. 2. Для осуществления указанного наложения расходная характеристика участка магистрального газопровода была пересчитана в единицы: степень сжатия – приведенный расход путем совместного решения уравнений (2), (3) и (4).

Рассмотрение закономерностей сдвига напорно-расходной характеристики ЦБН при изменении его технического состояния

При рассмотрении технологической модели ГТУ было показано, что режим нагрузки, что есть зависимость, при какой частоте вращения вала турбины-привода нагрузки какая величина потребляемой мощности существенно влияет на показатели энергетической эффективности работы ГТУ. Поэтому для прогнозирования параметров работы ГТУ и ГПА в целом потребуется знать, как сместится напорно-расходная характеристика ЦБН с учетом фактического технического состояния ЦБН. Для этого используем соотношение, определяющее зависимость коэффициента «сдвига» напорно-расходной характеристики ЦБН K_n от коэффициента технического состояния ЦБН [3, 4]:

$$K_n = \frac{n}{n_0} = (1,33 - 0,33 \cdot K_H), \quad (5)$$

где n – действительная частота вращения ротора ЦБН в рассматриваемом режиме работы; n_0 – частота вращения ротора ЦБН при идеальном техническом состоянии, определяемая из характеристики ЦБН.

Перестроение характеристик ЦБН при ухудшении технического состояния производится следующим образом, исходя из принципа эквидистантного сдвига расходно-напорных характеристик по частоте вращения ротора на относительную величину Δn . Исходная расходно-напорная характеристика, т.е. функция степень повышения давления – объемный расход на входе справедлива при скорректированной номинальной частоте вращения.

Рассмотрение закономерностей сдвига границы помпажной зоны ЦБН при изменении его технического состояния

Анализ приведенных характеристик ЦБН и результатов реальных помпажных тестов свидетельствует о том, что граница помпажной зоны локализуется на пологих участках напорно-расходных характеристик ЦБН, вблизи точек перегиба. Этот факт имеет простое физическое объяснение. Действительно, при постоянной частоте вращения ротора ЦБН снижение расхода приводит к увеличению степени сжатия. Однако рост степени сжатия с определенного момента сопровождается снижением эффективности процесса из-за неоптимальных углов движения газа

относительно лопаток рабочего колеса и вследствие этого – начинается образование срывов потока на лопатках, при этом напорно-расходная характеристика становится все более пологой. При дальнейшем снижении расхода режим работы ЦБН доходит до определенного предела, при котором срывы потока на лопатках заполняют все межлопаточное пространство, происходит полный срыв движения газа в проточной части ЦБН. Последнее называется помпажным процессом в нагнетателе, сопровождается значительными периодическими динамическими нагрузками на элементы конструкции и обвязку ЦБН, из-за чего при эксплуатации не допускается. Левая ветвь напорно-расходной характеристики находится в зоне неустойчивой работы для ЦБН в условиях компрессорной станции, так как при нахождении рабочей точки на левой ветви, случайное снижение расхода приводит к снижению степени сжатия, вследствие чего, из-за противодействия сети возникает отрицательный расход газа [1].

Следствием указанных выше особенностей локализации границы помпажной зоны является то, при изменении технического состояния ЦБН смещение границы помпажной зоны происходит совместно с напорно-расходными характеристиками ЦБН.

Предлагаемый порядок учета технического состояния ЦБН при определении запаса устойчивой его работы, показанный на конкретном примере

Запас устойчивой работы нагнетателя в процентах определяется [2] как:

$$S = \frac{(Q_{np} - Q_{np.помп.})}{Q_{np.помп.}} \cdot 100\% , \quad (6)$$

где $Q_{np.помп.}$ – значение приведенного расхода на границе помпажа, определяется по характеристике нагнетателя по текущему значению степени сжатия; Q_{np} – текущее значение приведенного расхода.

Для прояснения того, как изменение технического состояния ЦБН влияет на запас устойчивой работы нагнетателя, рассмотрим пример параллельной работы трех ГПА-Ц-16 на участок магистрального газопровода «Елец - Курск - Кривой Рог». Совмещенные характеристики ЦБН НЦ-16/76-1,44 и участка магистрального газопровода уже были показаны на рис. 2.

Исходные данные для расчета следующие: коммерческий расход по газопроводу 90 млн н.м³/сут.; относительная приведенная частота вращения ротора ЦБН у всех трех работающих ГПА одинакова, и равна 0,939; степень сжатия 1,365; коэффициенты технического состояния ЦБН по политропическому КПД первого ГПА – 0,9, второго – 0,94, третьего – 0,98.

Режим совместной параллельной работы нескольких ЦБН с выставленной одинаковой частотой вращения ротора является наиболее часто встречающимся на практике.

На рис. 3 отображены результаты расчета. Рабочая точка № 4, построенная на основании величин текущей степени сжатия 1,365 и выставленной на всех работающих ГПА одинаковой относительной приведенной частоты вращения ротора ЦБН 0,939, является «предполагаемой» точкой режима, так как не лежит на расходной характеристике газопровода, что при одинаковом режиме работы всех ЦБН, если бы они находились в эталонном состоянии, было бы невозможно. Причина этого в том, что ЦБН находятся не в эталонном состоянии. Действительно, известны коэффициенты технического состояния ЦБН по политропическому КПД трех работающих ГПА, и они меньше единицы.

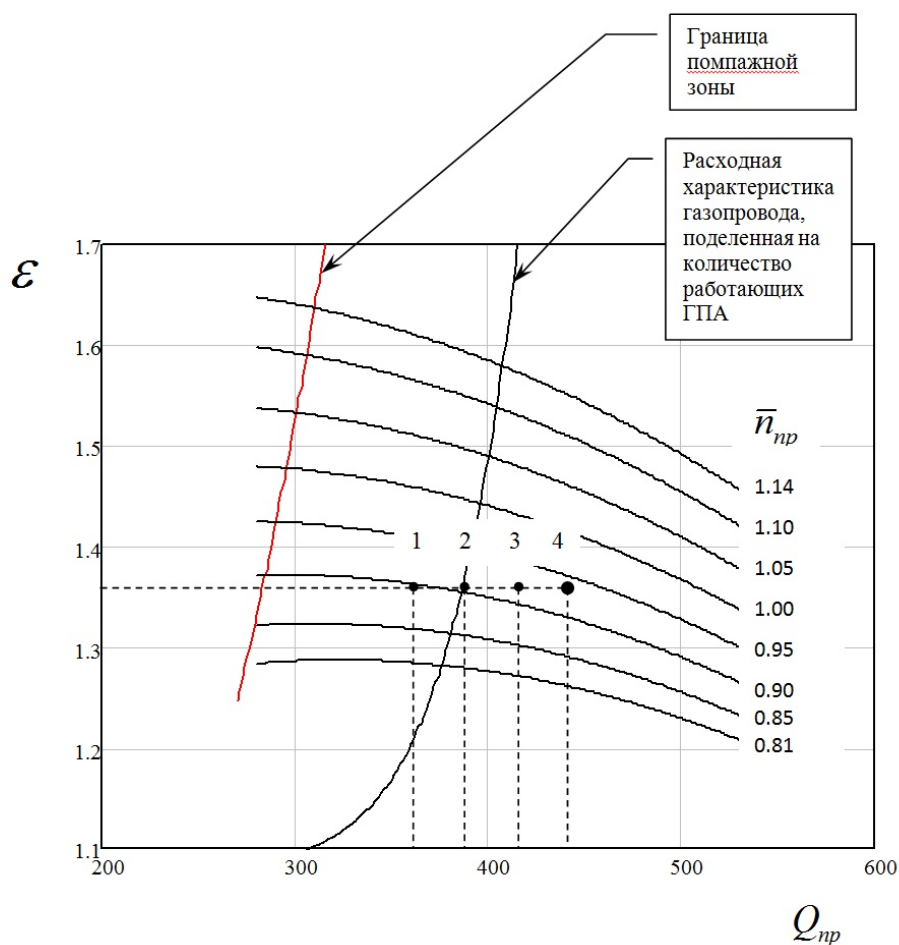


Рис. 3. Рабочие точки ЦБН НЦ-16/76-1,44 при разных технических состояниях, где точка № 4 – точка «предполагаемого» режима, точки № 1, 2, 3 – реальные рабочие точки трех работающих ГПА-Ц16

По формуле 5 определяем коэффициенты сдвига напорно-расходной характеристики ЦБН. Используя эту же формулу, рассчитываем относительные приведенные частоты вращения ротора ЦБН, при которых эталонный ЦБН обеспечивал бы эквивалентные режимы работы.

Далее по величинам относительных приведенных частот вращения ротора эталонного ЦБН и степени сжатия находим фактические приведенные расходы, используя при этом приведенную характеристику ЦБН НЦ-16/76-1,44, или ее аналитическое представление:

$$Q_{np} = 15878 \cdot n \cdot \varepsilon - 8140 \cdot (\varepsilon)^2 - 4600 \cdot \varepsilon + 2879 + 366,771 \cdot n - 6337 \cdot (n)^2 \quad (7)$$

По величинам фактических приведенных расходов определяем фактические коммерческие расходы через ЦБН, и по формуле (6) запасы устойчивой работы нагнетателя. Также, по формуле (6) определяется запас устойчивой работы нагнетателя для «предполагаемого» режима

В табл. 1 показаны результаты расчетов.

Таблица 1. Параметры совместной работы ГПА с разными коэффициентами технического состояния ЦБН по политропическому КПД

	ГПА № 1	ГПА № 2	ГПА № 3
Коэффициент технического состояния ЦБН по политропическому КПД	0,9	0,94	0,98
Предполагаемый коммерческий расход через ЦБН, млн н.м ³ /сут.	30	30	30
Степень сжатия.	1,37	1,37	1,37
Выставленная относительная приведенная частота вращения ротора ЦБН.	0,94	0,94	0,94
Коэффициент сдвига напорно-расходной характеристики ЦБН	1,03	1,02	1,01
Предполагаемый запас устойчивой работы нагнетателя, %.	56	56	56
Относительные приведенные частоты вращения ротора эталонного ЦБН, обеспечивающего эквивалентный режим.	0,91	0,92	0,93
Фактический приведенный расход, м ³ /мин.	365	391	415
Фактический коммерческий расход через ЦБН, млн н.м ³ /сут.	28,2	30,2	32
Фактический запас устойчивой работы нагнетателя, %.	28	37	46

По результатам расчетов видно, что изменения технического состояния ЦБН, работающих в составе ГПА компрессорных станций, могут существенно повлиять на величину фактического запаса устойчивой работы нагнетателя, и поэтому, должны учитываться при формировании режима работы КЦ с целью предотвращения работы ЦБН в неустойчивой зоне.

Выводы

1. Предложен и показан на конкретном примере порядок учета технического состояния ЦБН при определении запаса устойчивой его работы, дающий возможность повысить надежность работы компрессорной станции магистрального газопровода.

2. Разработанный порядок приспособлен для практического использования эксплуатационным персоналом в условиях компрессорной станции.

Литература

1. Ивановский Н.Н., Криворотько В.Н. Центробежные нагнетатели природного газа. М.: Недра, 1994. 192 с.

2. Козаченко А.Н. Эксплуатация компрессорных станций магистральных газопроводов. М.: Нефть и газ, 1999. 463 с.

3. Калинин А.Ф. Расчет, регулирование и оптимизация режимов работы газоперекачивающих агрегатов. М.: МПА-Пресс, 2011. 264 с.

4. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром. М.: ОАО «Газпром», 2006. 192с.

CHANGES OF THE RESERVE OF STEADY WORK DEPENDING ON THE TECHNICAL CONDITION OF THE CENTRIFUGAL SUPERCHARGER AS A PART OF THE GAS-COMPRESSOR PLANT

A.G. Vanchin

*Russian State University of Oil and Gas of name I.M. Gubkin, Moscow, Russia
e-mail: alex_vanchin@mail.ru*

Abstract. *One of the main technological restrictions on the centrifugal supercharger is the border of the zone of its steady work. The minimum size of the expense corresponding to the border of the steady work zone of the centrifugal supercharger depends on the operating mode and allegedly can change in dependence of the technical condition of the centrifugal supercharger.*

Therefore the question of the dependence of the reserve of steady work on the technical condition of the centrifugal supercharger demands special consideration.

To find the answer to the raised question it is necessary to consider the process of collaboration of the centrifugal supercharger and the gas pipeline, as well as the regularities of shift of the centrifugal supercharger characteristics at the change of its technical condition.

Keywords: *diagnostics, natural gas transport, centrifugal supercharger characteristics, technical condition factor, technical condition, gas-compressor plant, steady work zone*

References

1. Ivanovskii N.N., Krivorot'ko V.N. Tsentrobezhnye nagnetateli prirodnogo gaza (Natural gas centrifugal superchargers). Moscow, 1994. 192 c.
2. Kozachenko A.N. Ekspluatatsiya kompressornykh stantsii magistral'nykh gazoprovodov (Operation of compressor stations of gas main pipelines). Moscow, Neft i gaz, 1999. 463 p.
3. Kalinin A.F. Raschet, regulirovanie i optimizatsiya rezhimov raboty gazoperekachivayushchikh agregatov (Design, regulation and optimization of the operating modes of gas pumping units). Moscow, MPA-Press, 2011. 264 p.
4. Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov (Technological design standards of main gas pipelines). STO Gazprom. Moscow, Gazprom, 2006. 192 p.