

Таблица 4 – Определение динамики бактерицидности веществ по дегидрогеназной активности

Варианты опыта	Дегидрогеназная активность			
	Время экспозиции			
	15 мин	30 мин	1 сут.	30 сут.
1. Водопроводная отстоянная вода	++	+++	++++	++++
2. Контроль (оборотная вода КХЗ без добавок)	++	+++	+++	++++
3. Оборотная вода + КВ, 0,01%	0	0	+	+++
4. Оборотная вода + ТФ (0,01%)	0	0	0	0
5. Оборотная вода + водопроводная вода (1:1)	+	+	++	++++
6. Оборотная вода + КВ (0,01%)+ водопроводная вода (1:1)	0	+	+	+++
7. Оборотная вода + водопроводная вода + ТФ (0,01%)	0	0	0	0

++++ очень высокая ферментативная активность и очень слабая токсичность или ее отсутствие;

+++ высокая ферментативная активность и слабая токсичность;

++ средняя ферментативная активность и средняя токсичность;

+ слабая ферментативная активность, но значительная токсичность;

0 – очень слабая ферментативная активность и сильная токсичность;

0 – отсутствует ферментативная активность и очень сильная токсичность с полным летальным эффектом.

Таким образом, применение ингибиторов-бактерицидов ТФ и КВ является эффективным методом подавления микрофлоры в сточных и оборотных водах КХЗ.

1. Григорчук И.О., Пушкеров Г.П. Водоснабжение, канализация и очистка сточных вод коксохимических предприятий. – М.: Metallurgy, 1987. – 120 с.

2. Родина Г.А. Методы водной микробиологии (практическое руководство). – М.-Л.: Наука, 1965. – 364 с.

3. Зотов В.М. Ускоренное определение бактерицидности производственных сточных вод и их компонентов // Водоснабжение и санитарная техника. – 1972. – №3, 11.

Получено 17.09.2002

УДК 622.691.4.052.012

И.И.КАПЦОВ, д-р техн. наук, В.В.ГРАНКИНА

Харьковская государственная академия городского хозяйства

СВЯЗЬ ЭНЕРГОЗАТРАТ С НАЛИЧИЕМ НАКИПЕОБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ОХЛАЖДЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Рассматривается вопрос о влиянии накипеобразования в рубашке охлаждения компрессорного агрегата на энергетические потери на компрессорных станциях.

Важнейшей задачей повышения эффективности компрессорных станций является снижение энергетических потерь на компрессорных агрегатах [1]. Одной из возможных причин уменьшения удельной эффективной мощности компрессорных агрегатов является нарушение теплового технологического режима системы охлаждения, связанное с образованием накипи на стенках рубашки охлаждения, что приводит к увеличению энергетических потерь на компрессорных станциях. При наличии накипи в рубашке охлаждения агрегата повышается температура стенки цилиндров, в результате чего изменяется температура газа поступающего в цилиндр и степень сжатия.

Определим влияние накипи на температуру газа в цилиндре. Для этого воспользуемся уравнением теплопередачи

$$Q = K_t F \Delta t ; \quad t_{\text{газ}} = t_{\text{вода}} + \frac{Q}{K_t F}, \quad (1)$$

где F – поверхность теплообмена; t – температура.

В качестве показателя скорости переноса тепла используем значение коэффициента теплопередачи K_t . Для загрязненной поверхности рубашки охлаждения цилиндра K_t находим по известной зависимости для двух слоев:

$$\frac{1}{K_t} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_2},$$

где α_1, α_2 – коэффициенты теплоотдачи воды и газа; δ_1, δ_2 – толщины стенки рубашки охлаждения и накипи; λ_1, λ_2 – коэффициенты теплопроводности стенки и накипи.

Для оценки влияния изменения температуры газа на эффективность работы компрессорной станции (ГПА) рассмотрим основные энергетические показатели.

К основным энергетическим показателям следует отнести удельную эффективную мощность:

$$h_e = N_e / G = ((N_j + N_M) / G),$$

где N_e – внутренняя (индикаторная) мощность компрессорной станции (ГПА); N_M – механические потери мощности в системе привода (не более 3%); G – подача компрессорной станции (ГПА).

В центробежных нагнетателях ГПА внутренняя мощность, затрачиваемая на сжатие природного газа, эквивалентна изменению полной энтропии газа ΔI :

$$N_j = N_e - N_M = \Delta I = G \Delta i;$$

$$\Delta i = N_j / G = h_j.$$

С учетом механических потерь удельная эффективная мощность:

$$h_e = N_e / G + N_M / G = \Delta i + N_M / G = 1,03 h_j. \quad (2)$$

Последнее уравнение удобно тем, что его можно использовать для оценки эффективности работы различных компрессорных станций (ГПА), зная граничные температуры и давления газа (t_1, p_1, t_2, p_2) на входе выходе (ГПА).

Аналитическое выражение изменения энтальпии реального газа описывается в виде:

$$\Delta i = c_{pm} (1 - D_{i_m} \frac{\Delta p}{\Delta t}) \Delta t,$$

где c_{pm} – среднее значение удельной теплоемкости при сжатии; D_{i_m} – среднее значение коэффициента Джоуля-Томсона; $\Delta p, \Delta t$ – повышение соответственно давления и температуры при сжатии. Температуру газа рассчитывается с учетом формулы (1).

При определении изменения энтальпии Δi для более точного нахождения усредненных расчетных значений удельной теплоемкости c_p и функции $c_p D_i$ Б.П.Поршаков и А.В.Матвеев предложили рассматривать не действительный процесс сжатия газа в нагнетателях, а условный, состоящий из последовательных изобарического и изохорического процессов между теми же граничными величинами температур и давления, что и в реальном процессе. Эта замена справедлива в силу того, что изменение энтальпии как функции состояния не зависит от пути процесса, а определяется только значениями параметров газа в его начале и конце [2].

В этом случае изменение энтальпии при сжатии можно записать в виде:

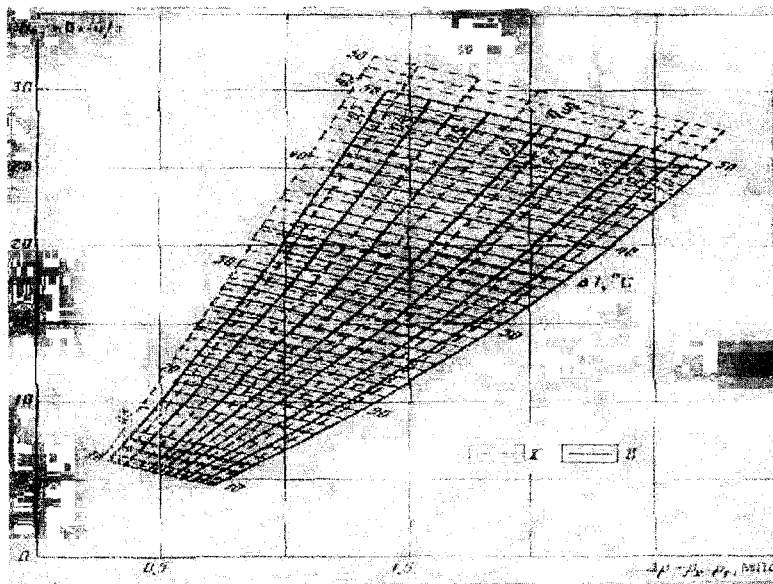
$$\Delta i = c_{pm} (t_2 - t_1) - (c_p D_i)_{m2} (p_2 - p_1), \quad (3)$$

где c_{pm1} – среднее значение удельной теплоемкости природного газа в условиях постоянного (начального) давления ($p_1 = idem$) в интервале температур от t_1 до t_2 ; $(c_p D_i)_{m2}$ – среднее значение функции $c_p D_i$ при постоянной конечной температуре ($t_2 = idem$) в интервале

давления от p_1 до p_2 процесса сжатия.

Функцию $c_p D_i$ для газов различного состава можно принять одинаковой и зависящей только от температуры.

По уравнениям (2), (3) построена номограмма (см. рисунок) для определения удельных энергозатрат при сжатии газа на компрессорных станциях с центробежными нагнетателями. Начальная температура газа на входе в нагнетатель изменяется в диапазоне 0-30 °С, а давление на выходе из компрессорной станции или группы нагнетателей p_2 – 5-5,5 МПа.



Номограмма для определения удельных энергозатрат при сжатии газа на компрессорных станциях с центробежными нагнетателями:

I – газ, содержащий 95% CH_4 ; II – газ содержащий 85% CH_4 .

Построенная номограмма позволяет по перепаду температур и давления процесса сжатия определить адиабатический КПД нагнетателя и оценить его работу, сравнивая с паспортным значением.

Таким образом, получены зависимости, позволяющие определить эффективность работы компрессорных агрегатов при наличии накипи в рубашке охлаждения цилиндров.

1. Сапрыкин С.А., Бойко М.В., Галий С.И. Метод определения энергетических потерь газомотокомпрессоров в эксплуатационных условиях // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. праць. Вып. XXV. – Харків, 1998. – С.230-233.

2. Кашов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.: Недра, 1988. – 159 с.

Получено 19.09.2002

УДК 551.49

А.В.ЧЕБАНОВ, канд. геол.-минералог. наук
Харьковская государственная академия городского хозяйства

ИСКУССТВЕННОЕ ПОПОЛНЕНИЕ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД КАК МЕТОД БОРЬБЫ С ИХ ИСТОЩЕНИЕМ И ЗАГРЯЗНЕНИЕМ

Рассматриваются способы искусственного пополнения запасов подземных вод, условия применения этих способов. Указаны области применения этого использования. Приведены результаты полевых экспериментов по искусственному пополнению в районах расположения наиболее крупных водозаборов подземных вод Донбасса.

Сущность метода искусственного пополнения запасов подземных вод заключается в создании благоприятных условий для просачивания (инфильтрации) в грунт вод поверхностного стока.

Применение метода позволяет: повысить производительность эксплуатируемого или намечаемого к эксплуатации водоносного горизонта; снизить общую минерализацию и жесткость естественных подземных вод за счет разбавления их мягкими поверхностными; получить воду с относительно низкой температурой (12-13 °С) на протяжении всего года; создать запасы пресных вод и предохранить их от испарения и загрязнения в районах с жарким и засушливым климатом; защитить пресные водоносные горизонты от просачивающихся в грунт загрязненных промышленных сточных вод; уменьшить или исключить понижение уровня подземных вод в результате их интенсивной эксплуатации; сохранить природный водный баланс, часто нарушаемый хозяйственной деятельностью человека; создать "грунтовые водохранилища" с более низкой стоимостью по сравнению с поверхностными водохранилищами, эквивалентными по емкости.

В целом способы искусственного пополнения запасов подземных вод можно разделить на два типа: пополнение путем свободной инфильтрации; пополнение путем закачки поверхностных вод в водоносный горизонт через скважины. Пополнение путем свободной инфильтрации применяется для первого от поверхности земли водоносного горизонта, не имеющего над собой водоупорных пород. Осуществляется, в основном, четырьмя методами: бассейновым, канавобороздковым, затоплением, путем использования карьеров и колодцев. Самым