

диапазоне от 0,38 до 0,72 млн. м³ в год. Зависимость $W = f(V_{\text{ср.г}})$ представляет собой уравнение прямой линии $W = (-0,56 + 0,3 V_{\text{ср.г}}) \cdot 10^6$, теснота связи переменных в котором характеризуется коэффициентом корреляции $K = 0,967$. Учитывая, что по условиям охраны природы забор воды из нижнего бьефа не должен превышать 20% от расхода воды в реке, используя несколько ветроагрегатов ВУ-5,5, можно увеличить объем используемого на ГЭС речного стока до 20%, что обеспечит примерно такое же увеличение выработки электроэнергии ГЭС. При этом использование дополнительно вырабатываемой электроэнергии возможно как равномерно в течение суток (в базисе графика нагрузки системы), так и нескольких часов, участвуя в покрытии пиковых нагрузок в энергосистеме, что может потребовать корректировки гарантированной и установленной мощности ГЭС в сторону их увеличения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Современное состояние и возможные пути развития гидроэнергетики Беларуси / А. Н. Альферович, П. М. Богославчик, Л. А. Гриневич, Г. Г. Круглов, Н. В. Синицын // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объедин. СНГ).— 1993. — № 3—4.
2. Шефтер Э. И. Использование энергии ветра. — М.: Энергоатомиздат, 1983.— 200 с.
3. Справочник по климату СССР. Вып. 7. Белорусская ССР. Часть III. Ветер. — Л.: Гидрометиздат, 1966. — 156 с.

Представлена кафедрой
гидротехнического
и энергетического строительства

Поступила 27.04.1994

УДК 621.1.1.7:66.023

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА В МНОГОТРУБНЫХ АППАРАТАХ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ДВУХФАЗНЫХ СИСТЕМ

Докт. техн. наук, проф. ЕРШОВ А. И., инженеры САЕВИЧ Н. П., КАЛИШУК Д. Г.

Белорусский государственный технологический университет

В химической и смежных отраслях промышленности широко используются вертикальные трубчатые аппараты с восходящими газожидкостными потоками, включая теплообменники, реакторы, абсорберы и др. [1,2]. Их важным узлом является распределитель газа (пара), обеспечивающий равномерную подачу его во все трубки трубного пучка. Для этих целей в некоторых конструкциях [1] применяют патрубki с калиброванными отверстиями, выступающими под трубной доской.

Согласно данным [3,4], при вводе острого пара на начальном участке труб в трубчатых испарителях и выпарных аппаратах достигается интенсификация теплоотдачи со стороны кипящей жидкости. С учетом изложенного в Белорусском технологическом институте разработана установка [5], в которой предусматривается утилизация тепла паров дистиллята одной ректификационной колонны в испарителе другой. Так как теплообмен осуществляется при малых температурных напорах между

теплоносителями, для его интенсификации в кипящую жидкость предусмотрена подача острого пара. Ввиду ограниченной информации об интенсифицирующем воздействии ввода острого пара на теплообмен конденсация-кипение при малых температурных напорах нами ранее [6] были проведены экспериментальные исследования, которые позволили установить, что удельный тепловой поток может быть увеличен на 20—50 %. Однако из-за того, что максимальный эффект достигается в узком диапазоне соотношения расходов образующегося при кипении пара и острого, необходимо четкое распределение последнего по трубному пучку.

Конструкции с калиброванными отверстиями [1,2] малопригодны для распределения острого пара из-за чувствительности к загрязнениям и воздействию агрессивных сред, а также из-за больших габаритов вследствие необходимости поддержания значительного уровня паровой подушки. Дырчатые листы [3] не обеспечивают хорошего распределения пара, и при их монтаже и изготовлении необходима высокая точность.

Авторами предложено и испытано новое конструктивное решение, отличительной особенностью которого является наличие двух ступеней газораспределения. Предварительная оценка равномерности газораспределения предложенной конструкции выполнена на основе сравнительного анализа ее работы и базового варианта с одной ступенью газораспределения, представляющего собой дырчатый лист с обечайкой [3].

Настоящие экспериментальные исследования по газораспределению проводились на модели промышленного масштаба: сечение трубного пучка составляло 300 мм, где была установлена 61 трубка диаметром 18x1,5 мм. Испытываемые модели газораспределителей имели сечение, равное сечению трубного пучка с диаметром отверстий для прохода газа 6 мм. Общая высота газораспределителей не превышала 130 мм.

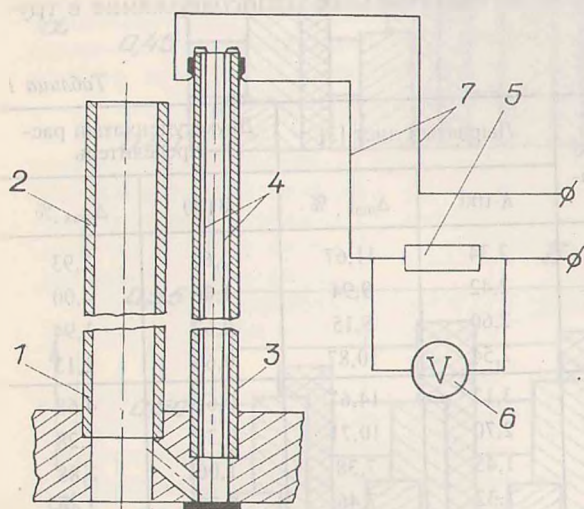


Рис. 1. 1—трубная решетка; 2—трубка; 3—измерительная трубка; 4—линейные электроды; 5—сопротивление; 6—милливольтметр; 7—соединительные провода

кости трубного пучка. Газосодержание измерялось по уровню светлой жидкости.

Схема ячейки для измерения уровня светлой жидкости в трубке трубного пучка представлена на рис. 1. От глубины погружения линейных электродов в жидкость зависело падение напряжения в измеритель-

Равномерность распределения газа в трубном пучке определялась для нескольких модификаций газораспределителей при расходах жидкости и газа от 0,2 до 1,2 и от 2 до 12 м³/ч соответственно. Модельными средами служили вода и воздух. Во время опытов имитировались также перекосы газораспределителей относительно трубного пучка.

Учитывая симметричность потока, равномерность газораспределения оценивалась по гистограммам объемных газосодержаний (в дальнейшем — газосодержаний) в трубках, расположенных в радиальной плос-

ной сети. В соответствии с данной информацией проводилась тарировка каждой из пяти измерительных ячеек и определялся уровень светлой жидкости в трубках и соответственно газосодержание в них.

Гистограммы газосодержаний для различных конструкций газораспределителей представлены на рис. 2 для разных режимов работы.

Количественная оценка характера газораспределения осуществлялась коэффициентом неравномерности K , который определялся по зависимостям:

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n |1 - \bar{\alpha}_i|}{n}; \quad (1)$$

$$\bar{\alpha}_i = \frac{|\alpha_i - \alpha_{cp}|}{\alpha_{cp}}, \quad (2)$$

где $\bar{\alpha}_i$ — относительное газосодержание i -й точки измерения;

n — количество точек измерения;

α_i — газосодержание в i -й точке измерения;

α_{cp} — среднее газосодержание.

Полученные после обработки экспериментальных данных по газосодержанию коэффициенты K сведены в табл. 1. Кроме того, в табл. 1 включены четные значения Δ_{max} , вычисленные по формуле

$$\Delta_{max} = \frac{\alpha_{max} - \alpha_{min}}{\alpha_{cp}} 100, \quad (3)$$

где α_{max} и α_{min} — максимальное и минимальное газосодержание в трубках.

Таблица 1

Расходы		Объемное газосодержание	Дырчатый лист [3]		Двухступенчатый распределитель	
Газ	Жидкость		K 100	Δ_{max} , %	K 100	Δ_{max} , %
0,2	2	0,41	2,34	11,67	0,62	2,93
	4	0,53	2,42	9,94	1,06	4,00
	8	0,62	2,60	8,15	0,62	1,94
	12	0,64	2,54	10,87	0,66	2,13
0,4	2	0,34	3,12	14,67	0,67	4,68
	4	0,46	2,70	10,71	0,33	1,28
	8	0,56	1,45	7,38	1,06	2,88
	12	0,60	1,32	7,46	0,79	2,40
0,8	2	0,26	2,79	12,34	1,92	9,65
	4	0,38	1,82	11,33	0,49	2,28
	8	0,50	2,35	9,14	0,60	1,89
	12	0,55	2,42	9,52	0,71	2,05
1,2	2	0,21	4,45	26,34	2,52	9,53
	4	0,33	1,82	10,86	1,35	5,17
	8	0,45	1,36	9,27	0,31	1,22
	12	0,50	1,97	6,76	0,74	1,84

Сравнительный анализ гистограмм газосодержаний показывает более равномерное распределение газа по трубному пучку новой конструкции газораспределителя по отношению к базовому варианту во всем исследованном диапазоне нагрузок по жидкости и газу. При этом значения Δ_{\max} для двухступенчатого газораспределителя оказались меньшими, чем у одноступенчатого и не превышали 10 %.

Полученные результаты свидетельствуют, что предложенная конструкция распределителя обеспечивает стабильное распределение потока в трубном пучке. Двухступенчатое газораспределение с образованием на нижней тарелке распределителя газовой подушки достаточной высоты позволяет снизить требования к горизонтальности при монтаже. Отсутствие калиброванных отверстий малого диаметра гарантирует данному газораспределителю малую чувствительность к загрязнению и воздействию агрессивных сред. Кроме того, установка данной модели газораспределителя в аппарат не требует конструктивных изменений трубного пучка и распределительной камеры стандартного вертикального кожухотрубного испарителя.

Разработанная конструкция газораспределителя может быть рекомендована для использования не только в теплообменных аппаратах, но и в реакторах, абсорберах с восходящими газожидкостными потоками, особенно при работе с загрязненными жидкостями.

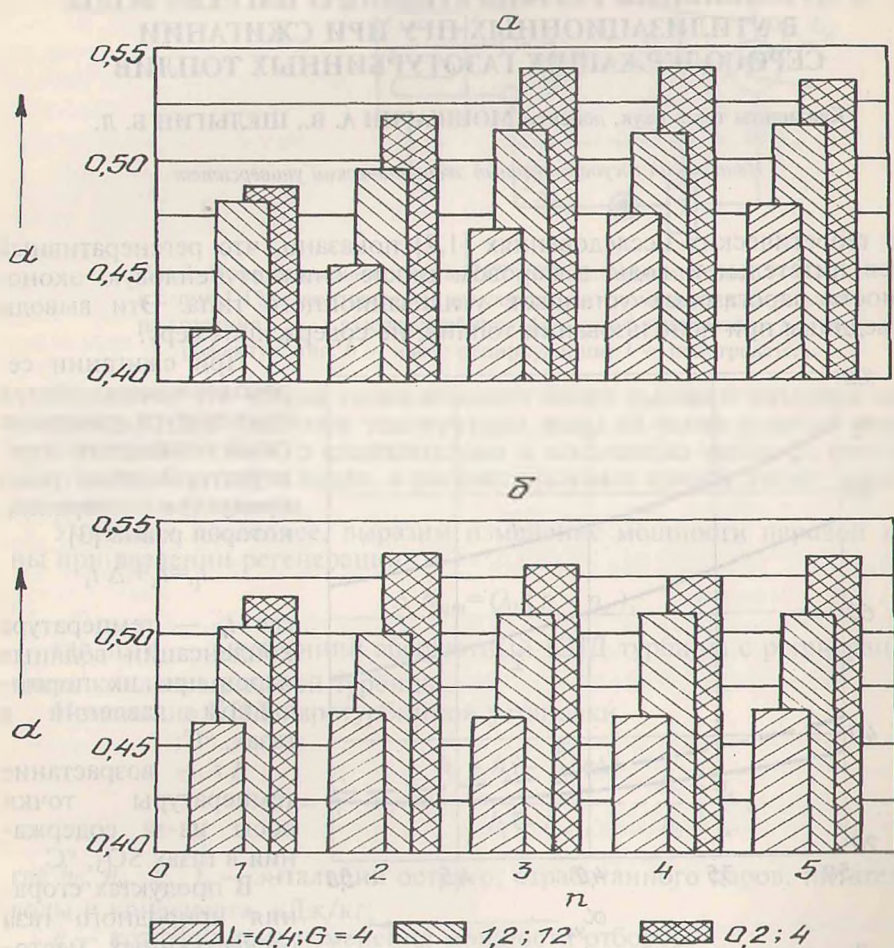


Рис. 2. а—дырчатый лист; б—двухступенчатый газораспределитель; L и G —расходы жидкости и газа соответственно, $\text{м}^3/\text{ч}$; n —номер измерительной ячейки (5—соответствует центру)

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов В. Н., Доманский И. В. Газожидкостные реакторы. — Л.: Машиностроение, 1976. — 216 с.
2. Рамм В. М. Абсорбция газов. — М.: Химия, 1976. — 656 с.
3. Кутепов А. М., Стерман Л. С., Стюшин Н. Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. — М.: Высшая школа, 1986. — 448 с.
4. Таубман Е. И. Выпаривание. — М.: Химия, 1982. — 382 с.
5. А.с. 1386217 СССР. Установка для ректификации многокомпонентных смесей / Д. Н. Ершов, М. Ф. Шнайдерман, Д. Г. Калишук и др. // Бюл. изобр. — 1988. — № 13.
6. Калишук Д. Г., Саевич Н. П., Шнайдерман М. Ф. Исследование теплообмена в испарителях при малых температурных напорах: Матер. юбил. науч.-техн. конф. по итогам научно-исследовательских работ. — Мн.: БТИ, 1990. — С. 197.

Представлена кафедрой
процессов и аппаратов
химических производств

Поступила 9.02.1994

УДК 621.311.22

О ПРИМЕНЕНИИ РЕГЕНЕРАТИВНОГО НАГРЕВА ВОДЫ В УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ ПРИ СЖИГАНИИ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОТУРБИННЫХ ТОПЛИВ

Кандидаты техн. наук, доценты МОШКАРИН А. В., ШЕЛЫГИН Б. Л.

Ивановский государственный энергетический университет

В теоретических исследованиях [1,2] показано, что регенеративный нагрев питательной воды в паровом цикле снижает тепловую экономичность парогазовых установок утилизационного типа. Эти выводы справедливы при использовании топлив, не содержащих серу.

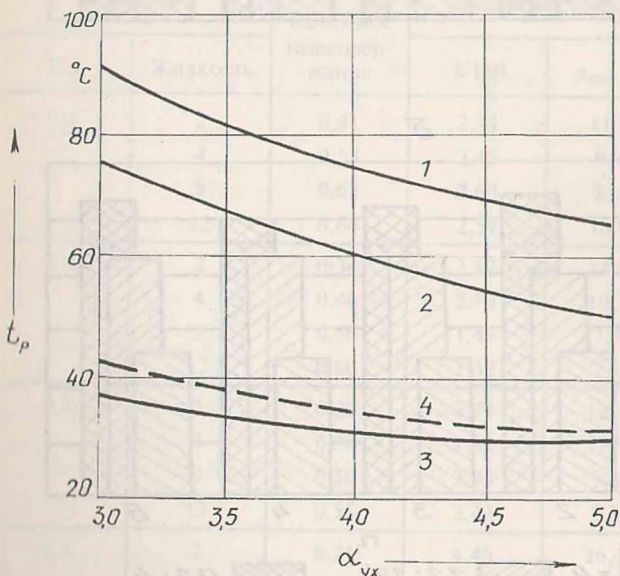


Рис. 1. Зависимость температур конденсации водяных паров и точки росы от коэффициентов избытка воздуха и вида сжигаемого топлива: — — — — природный газ (4); — — — — газотурбинное топливо; 1 — $S^p = 2\%$; 2 — $0,9\%$; 3 — 0

При сжигании серосодержащих топлив температура уходящих газов ограничена температурой точки росы продуктов сгорания, которая равна [3]

$$t_p = t_k + \Delta t,$$

где t_k — температура конденсации водяных паров при их парциальном давлении в газах, °C;

Δt — возрастание температуры точки росы из-за содержания в газах SO_3 , °C.

В продуктах сгорания природного газа отечественных месторождений [4,5] температура точки росы равна температуре конденсации водяных