

Энергетическое, металлургическое и химическое машиностроение

УДК 665.622.22

doi: 10.18698/0536-1044-2022-9-63-72

Исследование эффективности центробежных сепараторов для подготовки газа

Д.А. Ожерельев¹, В.В. Шалай², И.А. Ридель¹¹ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»² Омский государственный технический университет

Investigating Efficiency Of Centrifugal Separators For Gas Treatment

D.A. Ozherelev¹, V.V. Shalay², I.A. Ridel¹¹ Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC² Omsk State Technical University

Интенсификация производства нефтегазового комплекса достигается как приемом на подготовку попутного нефтяного газа сторонних недропользователей и подачу в магистральный газопровод газа в соответствии с техническими условиями, так и проводимой реконструкцией основного технологического оборудования, к которому относятся сепараторы. Влияние попутного нефтяного газа в смеси с природным газом на процесс сепарации заключается в значительном снижении его эффективности в условиях действующих технологических параметров работы путем увеличения нагрузки по жидкости. В свою очередь, низкая эффективность сепарации приводит к уносу жидкой фазы отсепарированным газом. Этот показатель, изменяющийся в широком диапазоне, зависит от конструкции и фактической производительности сепаратора, а также от давления, температуры и состава подаваемой смеси газа. Рассмотрено компоновочное решение — комбинированная конструкция центробежного сепаратора для подготовки природного газа с долей попутного нефтяного газа. Приведены результаты численных расчетов модели сепарации, а также данные, полученные в реальных условиях эксплуатации сепаратора при разных термобарических условиях. Установлено, что предложенное компоновочное решение конструкции сепаратора обеспечивает высокую эффективность подготовки газа.

Ключевые слова: центробежный сепаратор, природный газ, эффективность сепарации, попутный нефтяной газ, установка комплексной подготовки газа

There exist two ways to intensify production in an oil and gas facility: the first one involves accepting associated petroleum gas for treatment from third-party subsoil users and supplying gas to the main gas pipeline in accordance with the technical specifications, while the second one concerns upgrading crucial processing equipment, which includes separators. Associated petroleum gas as mixed with natural gas affects the separation process in terms of a significant decrease in separator efficiency for the same set of operational parameters due to increasing the mass flow rate. In turn, this low separation efficiency results in the separated gas ablating the liquid phase. This factor varies over a wide range and depends on the design and actual

performance of the separator, as well as on the pressure, temperature and composition of the gas mixture supplied. We consider a tentative layout for a centrifugal separator of a combined design for treating natural gas containing a quantity of associated petroleum gas. The paper presents numerical computation results for the separation simulation, as well as data obtained during actual separator operation for different heat and pressure values. We established that the separator design proposed provides high efficiency of gas treatment.

Keywords: centrifugal separator, natural gas, separation efficiency, associated petroleum gas, integrated gas treatment unit

Повышение энергоэффективности технологий в сфере добычи и подготовки природного газа (ПГ) и нефти относится к актуальным задачам российской экономики. Параллельно с этим решаются и экологические проблемы. Успешное развитие нефтегазовой промышленности достигается с помощью более совершенных технологических процессов и оборудования, которые позволяют снизить основные затраты на добычу, подготовку и переработку углеводородного сырья.

Одним из таких процессов является рациональное использование попутного нефтяного

газа (далее ПНГ) [1], используемого для получения электрической или тепловой энергии. Однако на уже освоенных месторождениях экономический эффект достигается вовлечением ПНГ в процесс подготовки углеводородной продукции на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) [2, 3]. Тем самым увеличивается объем товарного газа, поступающего в единую газотранспортную систему ПАО «Газпром».

По физико-химическим показателям подготовленный на УКПГ газ соответствует требованиям и нормам СТО Газпром 089-2010 [4].

При подготовке углеводородной продукции на УКПГ основной операцией является сепарация ПГ, в результате которой из его потока извлекается пластовая вода, механические примеси и тяжелые углеводороды. Вследствие непрерывно меняющихся термобарических условий разделение газожидкостного потока в сепараторе является весьма сложным процессом [5].

Для эффективной работы сепарационного оборудования на УКПГ в условиях промышленной подготовки ПГ в смеси с ПНГ предложено и реализовано компоновочное решение — комбинированный центробежный сепаратор (КЦС), в состав которого входят три основных узла: входа потока, сепарации и доулавливания (рис. 1).

В эксплуатируемом сепараторе УКПГ демонстрация существующих контактных устройств проводили доступным способом с сохранением приварных опорных конструкций с соблюдением ГОСТ 34347–2017 («Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»).

При выполнении работ по замене внутренней оснастки аппарата сепарационные элементы закрепляли с помощью резьбовых соединений, что не противоречит действующим нормам и правилам [6]. Монтаж новых сепарационных элементов выполняли без приварки к корпусу сосуда, работающего под давлением.

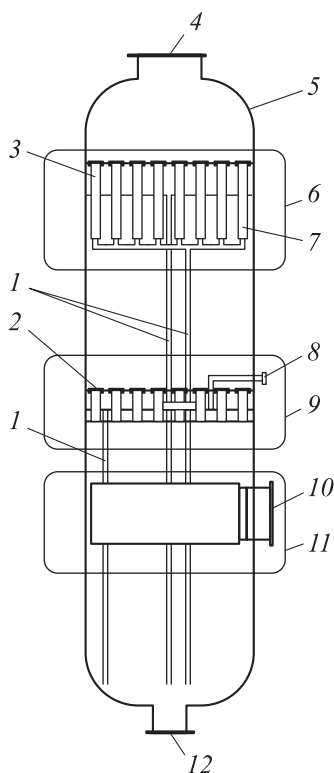


Рис. 1. Конструктивная схема КЦС:

- 1 — коллектор для отвода жидкости; 2 — сепарационные прямоточно-центробежные элементы; 3 — сепарационные элементы; 4 — выходной патрубок очищенного газа; 5 — корпус КЦС; 6 — узел доулавливания; 7 — коалесцирующие элементы; 8 — трубопровод подачи промывочной жидкости; 9 — узел сепарации газа; 10 — входной патрубок неочищенного газа; 11 — узел входа потока газа; 12 — выход жидкости

Предлагаемый КЦС работает следующим образом. Поток ПГ в смеси с ПНГ поступает в КЦС через узел входа потока 11, установленный на входном патрубке 10. Узел входа потока состоит из цилиндрической несущей конструкции с блоками нерегулярной насадки. При прохождении газожидкостного потока через блоки на ее элементах вследствие перенаправления движения потока и действия инерционных сил сепарируются капли жидкости.

Вторичный унос капель предотвращается за счет значительного снижения скорости течения газового потока на выходе из узла входа потока, что обусловлено большой площадью его внешней поверхности. Сепарированная жидкость свободно стекает в кубовую часть КЦС.

Далее газ, содержащий остаточное количество жидкости, поступает в узел его сепарации 9. Этот узел представляет собой опорное полотно (тарелку) с сепарационными прямоточно-центробежными элементами 2, в которых под действием центробежной силы создается вращательное движение потока газа. Происходит осаждение укрупненных капель жидкости на стенках центробежных элементов и отвод уловленной жидкости на сепарационную тарелку и далее в кубовую часть КЦС.

Для коагуляции и улавливания мелкодисперсной жидкости газожидкостный поток поступает в узел доулавливания 6, где она задерживается в фильтрующем слое коалесцирующих элементов 7. Дисперсные частицы, попадая в слой фильтрующих материалов, укрупняются (коалесцируют), стекают под действием сил гравитации в нижнюю часть коалесцирующих элементов и дренируются через сливные патрубки в коллектор для отвода жидкости 1 в кубовую часть КЦС.

При увеличении скорости течения газового потока происходит срыв и вынос укрупненных капель из коалесцирующих элементов, которые улавливаются сепарационными элементами 3. Отделение жидкости в сепарационных элементах происходит под действием центробежных сил. Уловленная жидкость стекает через коллектор для отвода в кубовую часть КЦС, откуда выводится через патрубок 12.

Очищенный от капельной жидкости газовый поток выходит из КЦС через выходной патрубок 4 и направляется на следующие стадии (компримирование и осушку) промышленной подготовки газа.

Критериями оценки эффективности КЦС являются концентрация капельной жидкости в очищенном газе и расчетный коэффициент сепарации по аппарату [7]. Для определения эффективности КЦС на этапе проектирования проведены математические вычисления, а для получения реальных экспериментальных данных выполнены инструментальные замеры концентрации капельной жидкости и технологических параметров КЦС, характеризующих его работу.

Эксплуатационные параметры сепаратора в реальных условиях отличаются от расчетных, указанных заводами-изготовителями. Поэтому на стадии проектирования и производства КЦС невозможно учесть все факторы, влияющие на его эффективность. К этим факторам относятся:

- начальная концентрация отделяемой дисперсной фазы;
- физические свойства дисперсной среды (плотность, размер дисперсных частиц, показатель полидисперсности твердой и жидкой фаз);
- рабочая температура и расход газа;
- скорость течения газа.

Существующие средства математического моделирования, основанные на численном решении уравнений гидрогазодинамики, позволяют проанализировать каждый из этих факторов и определить его вклад в общий процесс, но требуют доработки в части учета конструктивных особенностей КЦС.

Для математического решения и определения эффективности КЦС рассмотрена система уравнений массопереноса, предложенная Е.П. Медниковым [8]. В соответствии с принятой моделью турбулентного переноса тонкодисперсных частиц для вертикальных тонкодисперсных потоков существуют дифференциальные уравнения турбулентного переноса аэрозольных частиц в плоскопараллельном канале:

$$u(y) \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial y} \left[D_{tp}(y) \frac{\partial C}{\partial y} - C v_m(y) \right], \quad (1)$$

где $u(y)$ — скорость течения газа в функции поперечной координаты y , м/с; C — концентрация частиц, кг/м³; x — продольная координата, м; D_{tp} — коэффициент турбулентной диффузии частиц, м²/с; v_m — скорость турбулентной миграции частиц, м/с.

Известно, что при ламинарном режиме течения газа скорость осаждения частиц на стен-

ках труб и каналов в десятки раз меньше, чем при турбулентном режиме течения газа. Причем в турбулентном режиме с повышением скорости течения газа увеличивается интенсивность осаждения частиц, что указывает на процесс инерционного вида.

Для цилиндрического осесимметричного канала уравнение массопереноса имеет следующий вид:

$$u(r) \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r D_{tp}(r) \frac{\partial c}{\partial r} - r c v_m(r) \right], \quad (2)$$

где $u(r)$ — скорость течения газа в функции радиальной координаты r , м/с.

В горизонтальном тонкодисперсном потоке действуют гидродинамические факторы, поэтому справедливо следующее уравнение турбулентного переноса аэрозольных частиц:

$$u(y) \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial y} \left[D_{tp}(y) \frac{\partial c}{\partial y} - c v_{mg}(y) \right], \quad (3)$$

где v_{mg} — скорость миграционно-гравитационного движения частиц, м/с.

Методика решения уравнений (1)–(3) существенно зависит от граничных условий на поверхности стенки, определяемых родом поверхности. Их можно подразделить на два вида:

- абсолютно непоглощающие стенки — сухие и слабо смазанные стенки, не удерживающие коснувшихся частиц, если они не слишком мелкие в силу отскока или сдувания турбулентным потоком газа;
- абсолютно поглощающие стенки — хорошо смазанные или орошаемые жидкостью либо самим аэрозолем стенки, удерживающие коснувшихся частиц.

Для решения уравнения массопереноса рекомендуется использовать зависимость [6]

$$D_{tp}(y) = \frac{D_t(y)}{1 + \omega_E \tau_p},$$

где D_t — коэффициент турбулентной диффузии потока, м²/с; ω_E — угловая частота энергоемких пульсаций среды, с⁻¹; τ_p — время релаксации частиц, с.

Обычно принимают

$$D_t = \nu_T,$$

где ν_T — коэффициент турбулентной вязкости среды, м²/с.

Например, по модели Прандтля за пределами вязкого подслоя

$$D_t(y) = \chi u_* y,$$

где χ — константа турбулентности; u_* — динамическая скорость течения потока (скорость касательного напряжения), м/с.

При известном модифицированном числе Пекле Pe (критерии Боденштейна) можно перейти к ячеечной модели структуры потока $n = f(Pe)$, где n — число условных ячеек в канале.

Уравнение баланса массы частиц для i -й ячейки полного перемешивания имеет вид

$$V_T (C_{i-1} - C_i) = u_i F_i C_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

где V_T — объемный расход газа, м³/с; C_{i-1} и C_i — концентрация частиц в $(i-1)$ -й и i -й частиц, кг/м³; u_i — скорость турбулентной миграции частиц, м/с; F_i — площадь сепарирующих элементов в i -й ячейке, м².

Из уравнения (4) находят концентрацию частиц в i -й ячейке

$$C_i = \frac{V_T C_{i-1}}{V_T + u_i F_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

Здесь

при $i = 1$

$$C_0 = C_H;$$

при $i = n$

$$C_n = C_K,$$

где C_H и C_K — начальная (на входе в КЦС) и конечная (на выходе из КЦС) концентрация частиц в газе, кг/м³.

Эффективность сепарации в i -й ячейке и КЦС определяется соответствующими выражениями:

$$\eta_i = \frac{C_{i-1} - C_i}{C_{i-1}}; \quad \eta = \frac{C_H - C_K}{C_H}.$$

Эффективность сепарации дисперсной фазы в каналах с завихрителями с учетом турбулентно-инерционного механизма, где влияние затрат учитывается коэффициентом сопротивления, рассчитывается по выражению идеального вытеснения газа

$$\eta = 1 - \exp\left(-\frac{\sum u_i F_i}{V_T}\right), \quad (5)$$

где $\sum u_i$ — результирующая скорость движения частиц к стенке канала с учетом центробежной силы и турбулентной миграции, м/с; F — площадь осаждения частиц в канале,

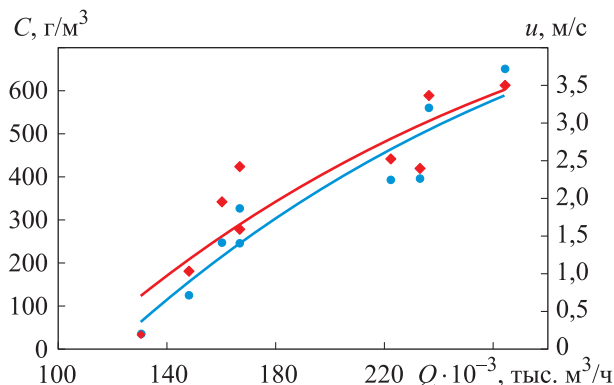


Рис. 2. Зависимости скорости u и концентрации C осаждения аэрозольных частиц в КЦС от расхода газа Q :

♦ и — результаты расчетов и их аппроксимация;
 • и — данные экспериментов и их аппроксимация

$F = \rho d H$ (d — диаметр канала; m ; H — длина канала с завихрителем, m), m^2 .

По предложенной модели расчета сепарации газа [8] определены скорость и концентрация осаждения аэрозольных частиц в КЦС при различных значениях расхода газа Q . Результаты расчетов и экспериментов в реальных условиях эксплуатации КЦС при изменяющихся термобарических условиях приведены на рис. 2. Там же показаны аппроксимирующие кривые, построенные с помощью логарифмической линии тренда, с коэффициентом детерминации $R^2 = 0,8995$ для экспериментальных данных и $R^2 = 0,8219$ для расчетных данных.

Уравнения турбулентного переноса аэрозольных частиц в трубах и каналах (являющиеся уравнениями с непостоянными коэффициентами) решались численным путем. Следует отметить, что цифровые вычисления очень

трудоемкие, занимают много времени и в общем случае не могут просчитать все изменяющиеся граничные условия, возникающие при эксплуатации КЦС.

Результаты экспериментального исследования, полученные путем инструментальных замеров в рабочих режимах КЦС, приведены в табл. 1, где $\eta_{\text{экс}}$ — эффективность, полученная экспериментальным путем; p — давление газа на входе в КЦС; T — температура газа в КЦС; Δp — перепад давления в КЦС.

При эксплуатации сепаратора идеальных граничных условий не бывает, поэтому невозможно предусмотреть все вероятные изменения параметров процесса. Требуются значительные затраты машинного времени на расчет частных случаев, которых может быть бесконечное множество. Кроме того, любой алгоритм расчета вносит дополнительную погрешность в его результаты [9].

Установлено, что предложенная модель численного интегрирования позволяет оценить интенсивность турбулентного осаждения аэрозольных частиц в КЦС, так как расчетные данные достаточно хорошо совпадают с экспериментальными.

Расчет эффективности КЦС. Для расчета эффективности сепарации капельной влаги в КЦС необходимо знать физические характеристики сплошной и дисперсной фаз, концентрацию и диаметр капель влаги, расход газовой смеси и геометрические размеры КЦС.

Принимаем, что частицы влаги, отделенные в узле входа газа КЦС, орошают центробежные элементы. Долю осевших частиц или эффективность сепарации слабо инерционных частиц

Таблица 1

Результаты экспериментального исследования

$C_{\text{нз}}$, мг/м ³	$C_{\text{к}}$, мг/м ³	$\eta_{\text{экс}}$, %	$Q \cdot 10^{-3}$, м ³ /ч	p , МПа	T , °С	Δp , кПа
1785	40,0	0,97	222,0	1,38	15,0	4,9
2698	50,0	0,97	236,0	1,59	4,0	5,4
2469	55,0	0,99	264,0	1,22	7,8	8,4
1715	35,0	0,99	233,1	1,36	15,7	5,9
1863	37,0	0,99	166,5	1,28	3,7	3,6
705	30,0	0,96	148,0	1,11	15,0	3,1
1265	15,0	0,99	160,0	1,04	7,0	3,3
1069	20,0	0,98	166,7	0,82	8,3	6,1
170	10,0	0,91	130,2	0,68	12,4	9,2

можно выразить эффективностью турбулентного осаждения через уравнение (5).

Это уравнение справедливо как для узла входа газа, так и для узла его сепарации. Сначала рассчитывается эффективность сепарации в узле входа, так как по ходу движения газовой смеси он встречается первым, затем — эффективность секции, состоящей из центробежных элементов с завихрителем.

Перемещаясь по потоку, аэрозольные частицы на том или ином этапе движения достигают пристеночной области и, когда расстояние до стенки становится равным их радиусу, касаются ее и осаждаются на ней, если поверхность стенки удерживает частицы, т. е. является смачиваемой.

Мерой интенсивности осаждения частиц из турбулентного потока газа на стенках является так называемая скорость турбулентного осаждения (миграции) частиц [10]

$$u_t = \frac{j_w}{c_m}, \text{ м/с,}$$

где j_w — удельный поток частиц, направленный к стенке, кг/м²·с; c_m — средняя по поперечному сечению концентрация частиц, кг/м³.

В теоретических исследованиях процесса турбулентного осаждения аэрозольных частиц часто используют безразмерный эквивалент скорости осаждения

$$u_{t+} = \frac{u_t}{u_*}.$$

Е.П. Медников [8] предложил обобщающую эмпирическую формулу для расчета безразмерного эквивалента скорости турбулентного осаждения частиц

$$u_{t+} = 7,25 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\tau_+}{1 + \omega_E \tau_p} \right)^2. \quad (6)$$

Здесь τ_+ — безразмерное время релаксации,

$$\tau_+ = \frac{\tau_p u_*^2}{\nu_r}, \quad (7)$$

где ν_r — кинематическая вязкость газа, м²/с.

Время релаксации частиц

$$\tau_p = \frac{d_c^2 \rho_c}{18\mu_r},$$

где d_c — диаметр частицы, м; ρ_c — плотность частицы, кг/м³; μ_r — коэффициент динамической вязкости газа, Па·с.

Угловая частота энергоемких пульсаций

$$\omega_E = \frac{u_*}{0,05d_3},$$

где d_3 — эквивалентный диаметр канала, м.

Таким образом, расчет каждой секции сводится к определению динамической скорости потока u_* , зная которую можно вычислить скорость турбулентного осаждения частиц по формулам (6), (7), а затем по формуле (5) рассчитать эффективность сепарации каждой секции.

С помощью этой методики определены параметры КЦС и проведены экспериментальные исследования его работы при вовлечении ПНГ в ПГ сеноманского яруса.

Практическая реализация результатов исследования. Для сравнения значений эффективности КЦС, полученных по математической модели и при инструментальных замерах, выполнен расчет этого параметра для подготовки ПНГ при смешении с ПГ сеноманского горизонта. Исследования проведены при различных схемах эксплуатации с целью достижения высокого содержания капельной жидкости в газе на входе КЦС.

Исследование работы КЦС включало в себя измерение давления потока, температуры и скоростей газа в аппарате.

Цель работы — определение расчетным и экспериментальным путем эффективности осаждения капельной жидкости в КЦС и содержания капель в потоке газа на выходе из аппарата.

При инструментальных замерах получены наглядные изображения улавливания частиц тяжелых углеводородов и их накопление в кубовой части КЦС (рис. 3). Достоверность расчетных значений определяли путем сравнения с данными, полученными в реальных условиях эксплуатации КЦС.

Физические параметры потока газа: текущая среда — ПГ и ПНГ. Компонентный состав ПГ и ПНГ приведен в табл. 2, исходные данные для расчета — в табл. 3. Искомые величинами являются концентрация капельной жидкости в очищенном газе, расчетный коэффициент сепарации и перепад давления газа [11].

Инструментальные замеры уноса капельной жидкости с газом после КЦС проводили измерителем уноса жидкости ГПР 420.00.000 в соответствии с руководством по эксплуатации АО «ЦКБН» [12]. Значения перепада давления и

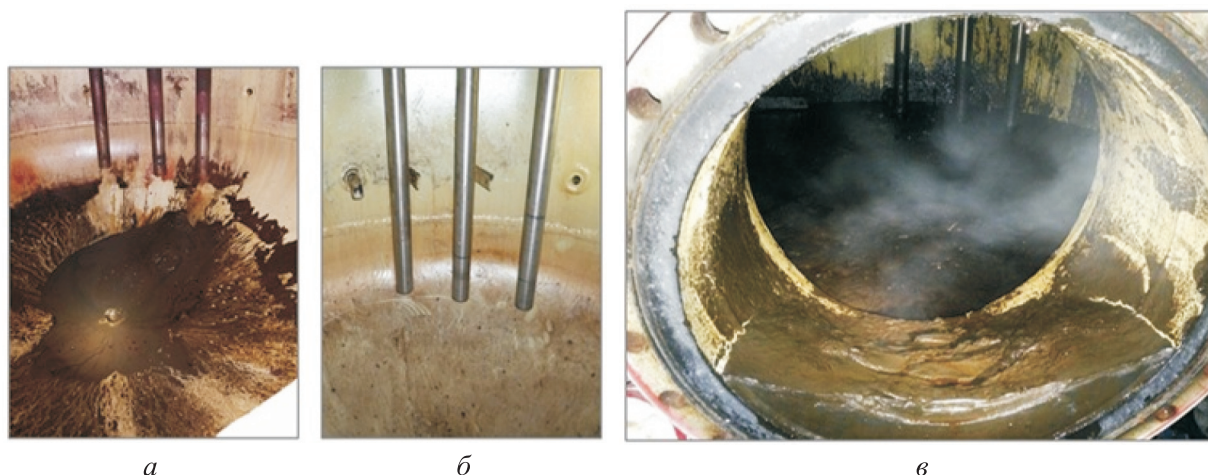


Рис. 3. Результаты экспериментального исследования кубовой части КЦС с наличием тяжелых углеводородов:

а — следы наличия в кубовой части тяжелых углеводородов ПНГ, поступающего на подготовку газа совместно с ПГ; б — зачищенная кубовая часть от примесей; в — открытый смотровой люк кубовой части

давления газа в КЦС определяли согласно показаниям автоматизированной системы управления технологическим процессом.

Отвод уловленной жидкости контролировали по массовому расходомеру MicroMotion, установленному на линии слива КЦС, а также по трендам показаний уровнемера.

Для подтверждения достоверности полученных значений расхода жидкости в течение суток был организован его отвод из КЦС в от-

дельную дренажную емкость. Установлено, что объем жидкости, отводимой из КЦС за сутки, составляет 1,6...8,6 м³ в зависимости от режима работы.

По результатам инструментальных замеров выполнен расчет эффективности КЦС. Зависимость расхода газа от его давления в КЦС приведена на рис. 4, где видно, что она имеет практически линейный вид.

На зависимость эффективности КЦС от нагрузки на исследуемый аппарат по жидкости (ее концентрации капельной жидкости на входе) влияет состояние газожидкостного потока. При низкой концентрации капельной жидкости в газовом потоке вследствие образования мелкодисперсной фазы процесс коагуляции капель (объединения в крупные капли) затруднен.

В результате при концентрации жидкости на входе в КЦС 36,4 мг/нм³ унос капельной жидкости составил 24,5 мг/нм³, ее накопление в те-

Таблица 2

Компонентный состав ПГ и ПНГ

Компонент	Содержание, %	
	ПГ	ПНГ
Метан	97,290	84,830
Этан	0,900	6,874
Пропан	0,411	3,439
i-Бутан	0,127	1,250
п-Бутан	0,115	1,112
i-Пентан	0,042	0,503
п-Пентан	0,024	0,295
Гексаны	0,036	0,293
Гептаны	0,005	0,075
Октаны	0,001	0,023
Азот	0,965	0,711
Диоксид углерода	0,084	0,595
Молярная масса, кг/кмоль	16,59	19,96
Плотность, кг/м ³	0,6916	0,8358

Таблица 3

Исходные данные для расчета

Q·10 ⁻³ , нм ³ /ч	p, МПа	T, °C
275,5	1,53	9,0
270,5	1,51	8,0
260,0	1,43	8,8
250,1	1,31	8,5
244,4	1,22	8,6
230,5	1,11	8,9
210,7	0,94	8,7

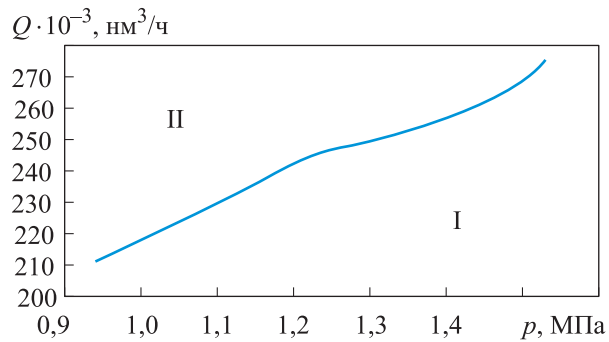


Рис. 4. Зависимость расхода газа Q от его давления в КЦС p :
I и II — эффективная и неэффективная зоны

Таблица 4

Значения эффективности КЦС

p , МПа	Δp , кПа	$\eta_{\text{экс}}$, %	$\eta_{\text{расч}}$, %
1,53	4,9	99,1	98,1
1,51	2,4	96,0	98,3
1,43	1,3	97,2	96,2
1,31	1,0	97,0	96,9
1,22	3,0	99,1	97,5
1,11	5,3	99,0	97,9
0,94	2,3	98,0	98,1

чение суток — $\sim 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$, коэффициент сепарации — 33 %.

Поэтому принято решение о перераспределении основных потоков по рабочим линиям сепараторов. Изменение схемы их работы позволило увеличить нагрузку на исследуемый КЦС по жидкости (на входе) до $782,5 \text{ мг}/\text{м}^3$ [13]. В этих условиях унос жидкости составил $27,4 \text{ мг}/\text{нм}^3$, объем отсепарированной жидкости — $0,36 \text{ м}^3/\text{ч}$, коэффициент сепарации — 96 %.

По полученным данным в соответствии со СТО Газпром 2-2.1-588-2011 определена эффективность КЦС для разных режимов его работы [7]. Значения эффективности КЦС, полученные путем эксперимента $\eta_{\text{экс}}$ и расчета $\eta_{\text{расч}}$ приведены в табл. 4.

Выполненные инструментальные замеры показали, что унос капельной жидкости в рабочих условиях составляет $6...40 \text{ мг}/\text{м}^3$, а коэффициент сепарации — $0,96...0,99$ %. Это свиде-

тельствует об эффективной работе КЦС при наличии ПНГ в смеси с ПГ. Гидравлическое сопротивление не превышает 24 кПа при всех режимах эксплуатации [14].

Выводы

1. Экспериментальные исследования показали работоспособность рассмотренного КЦС при подготовке ПГ в смеси с ПНГ. Выполнены инструментальные замеры по определению эффективности КЦС с целью подтверждения сходимости данных, полученных путем эксперимента и расчета по математической модели работы сепаратора. Созданную математическую модель можно рекомендовать для расчета аналогичных аппаратов газоочистки.

2. По результатам экспериментального исследования выявлено, что высокая эффективность КЦС достигается в узком диапазоне скорости газа $0,8...1,2 \text{ м}/\text{с}$ при расходе $250\ 000...280\ 000 \text{ нм}^3/\text{ч}$. Регулирование эффективности КЦС обеспечивается эксплуатацией оптимального количества сепараторов.

3. Показано, что на эффективность КЦС влияют следующие факторы:

- влажосодержание входящего газа; при концентрации капельной жидкости на входе в КЦС менее $30 \text{ мг}/\text{м}^3$ не обеспечивается «смачиваемость» сепарирующей поверхности; отсутствие поверхностного натяжения жидкостной пленки на корпусе каплеуловителя приводит к срыву капельной жидкости и уносу из аппарата;
- скорость течения потока газа; при ее повышении степень диспергирования капель в сепарационных элементах увеличивается, образуются более мелкие капли, что приводит к снижению эффективности сепарации и возрастанию нагрузки на секцию доулавливания; перераспределение основной нагрузки по капельной жидкости на секцию доулавливания влечет ее повышенный унос и увеличение перепада давления газа по аппарату; в свою очередь, низкая скорость течения газожидкостного потока приводит к уменьшению центробежной силы, что ухудшает процесс диспергирования в сепарационных элементах [15].

Литература

- [1] Тронов В.П. *Промысловая подготовка нефти*. Казань, Фэн, 2000. 416 с.
[2] Спейшер В.А., Горбаненко А.Д. *Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках*. Москва, Энергоатомиздат, 1991. 183 с.

- [3] Гужов А.И. *Совместный сбор и транспорт нефти и газа*. Москва, Недра, 1973. 280 с.
- [4] СТО Газпром 089-2010. *Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам*. Технические условия. Москва, Стандарт организации, 2011. 18 с.
- [5] Тронов В.П. *Сепарация газа и сокращение потерь нефти*. Казань, Фен, 2002. 408 с.
- [6] Килинник С.В. *Разработка элементов конструктивных схем для прямоочных центробежных газосепараторов*. Автореф. дисс. ... канд. тех. наук. Москва, КубГТУ, 2005. 24 с.
- [7] СТО Газпром 2-2.1-588-2011. *Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа*. Москва, Стандарт организации, 2012. 117 с.
- [8] Медников Е.П. *Турбулентный перенос и осаждение аэрозолей*. Москва, Наука, 1981. 178 с.
- [9] Назаров А.В. *Развитие методов математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений*. Дисс. ... док. тех. наук. Ухта, ВНИИГАЗ, 2012. 430 с.
- [10] Бойко С.И., Мильштейн Л.М., Зиберт Г.К. и др. О создании трехфазного разделителя с коалесцирующими элементами. В: *Переработка нефтяных газов*. Вып. 5. Москва, ВНИИОЭНГ, 1979, с. 134–138.
- [11] Толстов В.А., Ромашов А.П., Панин В.В. Методика и средства определения содержания капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке. *Транспорт и подземное хранение газа*, 2012, № 1, с. 18–31.
- [12] Толстов В.А., Палей Б.С. *Измеритель уноса жидкости*. Руководство по эксплуатации ГПР 420. Подольск, Газпром, 2013. 27 с.
- [13] Павлов К.Ф., Романков П.Г., Носков А.А. *Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии*. Ленинград, Химия, 1987. 576 с.
- [14] Перри Дж. *Справочник инженера-химика*. Т. 2. Ленинград, Химия, 1969. 504 с.
- [15] Касперович А.Г., Магарил Р.З. *Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. Москва, КДУ, 2008. 412 с.

References

- [1] Tronov V.P. *Promyslovaya podgotovka nefiti* [Oil routine preprocessing]. Kazan', Fen Publ., 2000. 416 p. (In Russ.).
- [2] Speysheer V.A., Gorbanenko A.D. *Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya gaza i mazuta v energeticheskikh ustanovkakh* [Raising efficiency of oil and mazut usage in power plants]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1991. 183 p. (In Russ.).
- [3] Guzhov A.I. *Sovmestnyy sbor i transport nefiti i gaza* [Joint oil and gas collection and transportation]. Moscow, Nedra Publ., 1973. 280 p. (In Russ.).
- [4] СТО Газпром 089-2010. *Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам*. Технические условия [Organization standard STO Gazprom 089-2010. Flammable natural gas supplied and transported through major pipelines. Technical specifications]. Moscow, Standart organizatsii Publ., 2011. 18 p. (In Russ.).
- [5] Tronov V.P. *Separatsiya gaza i sokrashchenie poter' nefiti* [Gas separation and reduce of oil loses]. Kazan', Fen Publ., 2002. 408 p. (In Russ.).
- [6] Kilinnik S.V. *Razrabotka elementov konstruktivnykh skhem dlya pryamotochnykh tsektrobeznykh gazoseparatorov*. Avtoref. diss. kand. tekhn. nauk [Development of structural scheme elements for direct-flow centrifugal breakout tankages. Abs. kand. tech. sci. diss.]. Moscow, KubGTU Publ., 2005. 24 p. (In Russ.).
- [7] СТО Газпром 2-2.1-588-2011. *Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа* [Organization standard STO Gazprom 2-2.1-588-2011. Typical technical requirements to technological equipment for gas exploitation project site]. Moscow, Standart organizatsii Publ., 2012. 117 p. (In Russ.).
- [8] Mednikov E.P. *Turbulentnyy perenos i osazhdenie aerezoley* [Turbulent transfer and aerosol deposition]. Moscow, Nauka Publ., 1981. 178 p. (In Russ.).
- [9] Nazarov A.V. *Razvitie metodov matematicheskogo modelirovaniya dlya proektirovaniya i analiza razrabotki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy*. Diss. dok. tekhn. nauk [Development of methods of mathematical modeling for the design and analysis of development of oil and gas condensate fields]. Diss. dok. tekhn. nauk [Development of methods of mathematical modeling for the design and analysis of development of oil and gas condensate fields].

- opment of mathematical modelling methods for design and analysis of oil-gas condensate fields. Doc. tech. sci. diss.]. Ukhta, VNIIGAZ Publ., 2012. 430 p. (In Russ.).
- [10] Boyko S.I., Mil'shteyn L.M., Zibert G.K. et al. [On development of three-phase separator with coalescing elements]. V: *Pererabotka neftyanykh gazov*. Vyp. 5 [In: Oil gas processing. Vol. 5]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1979, pp. 134–138. (In Russ.).
- [11] Tolstov V.A., Romashov A.P., Panin V.V. Methods and tools for determination of dropping liquid content and mechanical admixtures in gas flow. *Transport i podzemnoe khranenie gaza*, 2012, no. 1, pp. 18–31. (In Russ.).
- [12] Tolstov V.A., Paley B.S. *Izmeritel' unosa zhidkosti. Rukovodstvo po ekspluatatsii GPR 420* [Measuring device for liquid entrainment. GPR420 user guide]. Podol'sk, Gazprom Publ., 2013. 27 p. (In Russ.).
- [13] Pavlov K.F., Romankov P.G., Noskov A.A. *Primery i zadachi po kursu protsessov i apparatov khimicheskoy tekhnologii* [Examples and problems on processes and apparatus of chemical technology course]. Leningrad, Khimiya Publ., 1987. 576 p. (In Russ.).
- [14] Perry J.H. *Chemical engineers' handbook*. McGraw-Hill, 1963. 1919 p. (Russ. ed.: *Spravochnik inzhenera-khimika*. T. 2. Leningrad, Khimiya Publ., 1969. 504 p.)
- [15] Kasperovich A.G., Magaril R.Z. *Balansovye raschety pri proektirovanii i planirovanii pererabotki uglevodorodnogo syr'ya gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Balance settlements for design and planning of processing raw hydrocarbons from oil and gas condensate fields]. Moscow, KDU Publ., 2008. 412 p. (In Russ.).

Статья поступила в редакцию 24.03.2022

Информация об авторах

ОЖЕРЕЛЬЕВ Дмитрий Александрович — начальник отдела исследования технологических процессов Инженерно-технического центра. ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (629806, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ноябрьск, Российская Федерация, ул. 40 лет Победы, д. 2, e-mail: ojerelev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru).

ШАЛАЙ Виктор Владимирович — доктор технических наук, профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология», президент. Омский государственный технический университет (644050, Омск, Российская Федерация, проспект Мира, д. 11, e-mail: shalay@omgtu.ru).

РИДЕЛЬ Иван Александрович — начальник Инженерно-технического центра. ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (629806, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ноябрьск, Российская Федерация, ул. 40 лет Победы, д. 2, e-mail: ridel@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru).

Information about the authors

OZHERELEV Dmitriy Alexandrovich — Head of Department of Research in Manufacturing Processes. Engineering and Development Centre. Gazprom Dobycha Noyabrsk LLC (629806, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Noyabrsk, Russian Federation, 40 Let Pobedy St., Bldg. 2, e-mail: ojerelev.da@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru).

SHALAY Viktor Vladimirovich — Doctor of Science (Eng.), Professor, Department of Oil and Gas Engineering, Standardisation and Metrology; President. Omsk State Technical University (644050, Omsk, Russian Federation, Mira Avenue, Bldg. 11, e-mail: shalay@omgtu.ru).

RIDEL Ivan Alexandrovich — Head of the Engineering and Technical Center. of Gazprom dobycha Noyabrsk LLC (629806, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, Noyabrsk, Russian Federation, 40 Let Pobedy St., 2, e-mail: ridel@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Ожерельев Д.А., Шалай В.В., Ридель И.А. Исследование эффективности центробежных сепараторов для подготовки газа. *Известия высших учебных заведений. Машиностроение*, 2022, № 9, с. 63–72, doi: 10.18698/0536-1044-2022-9-63-72

Please cite this article in English as:

Ozherelev D.A., Shalay V.V., Ridel I.A. Investigating Efficiency Of Centrifugal Separators For Gas Treatment. *BMSTU Journal of Mechanical Engineering*, 2022, no. 9, pp. 63–72, doi: 10.18698/0536-1044-2022-9-63-72