

# Трехпоточные вихревые трубы – экологически значимая альтернатива сжиганию попутного нефтяного газа на факелах

**М.А. Жидков**, канд. техн. наук, директор НТЦ «Вихревые технологии»<sup>1</sup>

**В.А. Девисилов**, канд. техн. наук, доцент<sup>2</sup>

**Д.А. Жидков**, студент<sup>2</sup>

**А.П. Гусев**, канд. техн. наук, генеральный директор<sup>3</sup>

**А.П. Рябов**, канд. техн. наук, главный инженер<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ЗАО НПП «Импульс», г. Москва

<sup>2</sup> Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана, г. Москва

<sup>3</sup> ООО «Терминал», г. Оренбург

e-mail: grena\_der@mail.ru, devisilov@bmstu.ru

## Ключевые слова:

попутный нефтяной газ, трехпоточная вихревая труба, вихревая установка, технологическая схема, конденсат, компрессор, теплообменник, сепаратор, температура, давление, холодопроизводительность.

*В статье рассмотрены практические аспекты применения трехпоточных вихревых труб в системах низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа перед его подачей в магистральные трубопроводы. Сделан вывод о том, что их использование позволяет относительно рентабельно тушить промышленные факела, улучшая тем самым экологическую обстановку при разработке нефтяных месторождений.*

## 1. Введение

Попутный нефтяной газ (ПНГ), дегазируемый из нефти при ее подготовке к транспорту, в России в основном сжигается на факелах. Сохранение такой ситуации — это не только продолжающиеся потери углеводородного сырья, но и нанесение значительного экологического вреда окружающей среде, вплоть до возможного изменения климата планеты. Каждый год, по современным оценкам, в Российской Федерации добывается около 70 млрд кубометров ПНГ, из которых не менее 25 % сжигается. Нельзя сказать, что государство не борется с таким варварским отношением к природе и вторичным сырьевым ресурсам. Накладываются соответствующие штрафные санкции на предприятия, сжигающие ПНГ, предоставляются определенные льготы предприятиям, утилизирующим «хвосты». Однако установленные государством экологические нормы удовлетворительно выполняют-

ся только отдельными нефтедобывающими компаниями, остальные идут на уплату штрафов.

Такое состояние дел вызвано комплексом причин, где далеко не последнее место занимают трудности, связанные с техническими моментами. При этом определенную негативную роль играют причины, которые приводят к значительным капитальным и энергетическим затратам при утилизации ПНГ. Какие на сегодня имеются пути полезного использования ПНГ как альтернативы экологически неприемлемому факелу? Это, прежде всего, подача ПНГ в магистральные трубопроводы в качестве энергоносителя и сырья для химической промышленности, поставка его на газоперерабатывающие заводы и для местных нужд, использование в качестве топлива в газопоршневых и газотурбинных электростанциях, закачивание в пласты и резервуары. Возможны также более высокотехнологичные методы переработки

ПНГ — это получение сжиженного газа, выделение отдельных углеводородных фракций, производство метанола, синтетического жидкого топлива и другой товарной продукции.

Практически все перечисленные методы требуют предварительной промышленной подготовки ПНГ для транспорта, т.е. доведения его до регламентируемых показателей по температуре точки росы ключевых компонентов (воды и углеводородов). В России наибольшее распространение получили низкотемпературные методы конденсации примесей, где в качестве генераторов холода применяются различные расширительные газодинамические аппараты, простейшим, но и наименее эффективным из которых является дроссель (эффект Джоуля—Томсона).

Следует отметить, что для обеспечения давления транспортирования ПНГ, а также необходимого перепада давления на расширителе применяется, как правило, стадия энергозатратного компримирования. В этом случае далеко не всегда возможности дросселя могут обеспечить требуемую точку росы подготавливаемого газа даже при использовании термодинамически совершенной технологической схемы процесса низкотемпературной сепарации (НТС). Пальма первенства по температурной эффективности и соответственно холодопроизводительности принадлежит турбодетандерам. Однако эти аппараты весьма сложны конструктивно и требуют значительных эксплуатационных затрат, что снижает их рентабельность, особенно при освоении малых месторождений.

В то же время имеется ряд расширительных аппаратов, занимающих промежуточное между дросселем и турбодетандером положение по температурной эффективности. К ним можно отнести волновые детандеры, пульсационные и акустические охладители газа, вихревые трубы (ВТ), реализующие эффект Ранка–Хилша. В особую группу можно выделить аппараты, сепарирующий эффект которых основан на низкой статической температуре скоростного потока газа. Это так называемые газодинамические осушители, 3S-сепараторы и трубы Леонтьева.

Из всех перечисленных (относительно новых) устройств к настоящему моменту лишь вихревая технология заняла заметное место в нефтегазовой промышленности и успешно реализована на нескольких российских месторождениях [1]. При этом, если на начало реализации ВТ (1998 г.) производительность вихревых установок (ВУ) составляла не более 3000  $\text{нм}^3/\text{час}$  [2], то в 2011–2012 гг. была введена в строй ВУ производительностью до 320 000  $\text{нм}^3/\text{час}$  [3].

Период внедрения вихревой технологии в отечественную промышленность характеризовался не только ростом производительности единичных ВТ

и ВУ в целом, но и отработкой конструкции вихревых труб, увеличением их холодопроизводительности, а также совершенствованием схем НТС с максимально возможной рекуперацией холода технологических потоков.

Настоящая статья посвящена анализу тенденций развития вихревой технологии на примере технологической эволюции ВУ Загорской дожимной насосной станции (ДНС) Оренбуржья.

## 2. Технологические предпосылки применения трехпоточных вихревых труб для очистки и осушки ПНГ

Как известно, вихревой эффект Ранка–Хилша заключается в температурном разделении (стратификации) закрученного газа на два потока: холодный поток, отбираемый через центральное отверстие в диафрагме, примыкающей к тангенциальному вводу, и горячий, идущий в противоположном направлении через регулятор соотношения потоков [4]. В вихревых генераторах холода, помимо приемлемой холодопроизводительности, прельщает их конструктивная простота и надежность в работе. Они в своей основной модификации не имеют технологически обусловленных движущихся частей.

Интенсивная закрутка газа в ВТ не только позволяет генерировать холод, но и за счет мощных центробежных сил создает условия эффективной сепарации образующегося в ВТ конденсата, обеспечивая тем самым дополнительный технологический эффект очистки и осушки газа. Для реализации такой возможности разработаны трехпоточные вихревые трубы (ТВТ), в которых в качестве третьего потока выводится жидкость или газожидкостная смесь. Такие трубы расположены вертикально, имеют специальные сепарирующие устройства и используются, как правило, в нефтяной и газовой промышленности [5]. Дополнительное и очень важное достоинство этих ВТ заключается в том, что они позволяют получать необходимую холодопроизводительность для процесса НТС при меньшем отношении давлений, чем требуется для классических двухпоточных ВТ.

Основные узлы и элементы ТВТ схематично показаны на рис. 1. Она представляет собой цилиндрическую конструкцию, расположенную вертикально и имеющую один вход (для высоконапорного газа) и три выхода, а именно: для холодного потока (патрубок 7), горячего потока (патрубок 11) и конденсата (патрубок 12). ТВТ имеет корпус 1 с тангенциальным сопловым вводом 3, вихревую камеру 5, диафрагму с центральным отверстием 4 для отбора холодного потока, сепарационный узел 9, кольцеобразный конденсатосборник 6 и устройство для регулирования

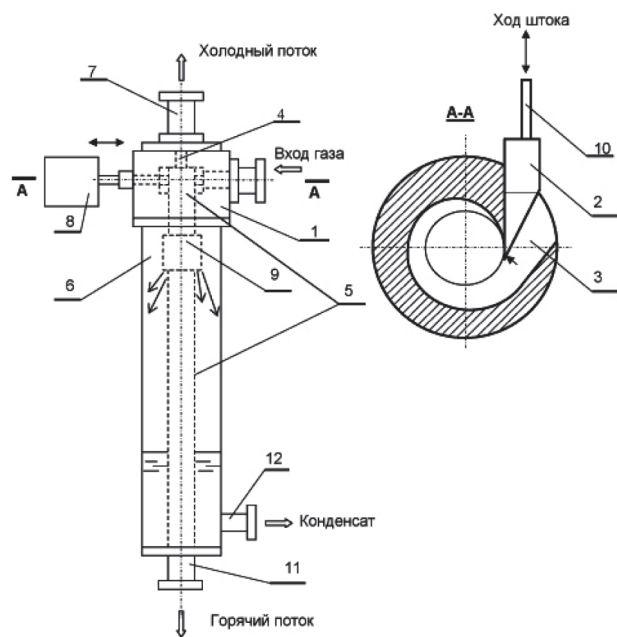


Рис. 1. Схема трехпоточной вихревой трубы:

1 – корпус; 2 – регулирующий клин; 3 – сопловой ввод; 4 – диафрагма; 5 – вихревая камера (труба горячего потока); 6 – конденсатосборник; 7 – отвод холодного потока; 8 – приводной механизм; 9 – операционный узел; 10 – шток для подсоединения привода; 11 – отвод горячего потока; 12 – отвод конденсата.

ния производительности ТВТ, состоящее из подвижной клинообразной задвижки 2 и привода 8. Данное устройство очень важно для адаптации ТВТ к системе АСУ ТП вихревой установки.

### 3. Вихревая установка подготовки ПНГ по бескомпрессорной схеме

На первой стадии реализации ВУ на Загорском месторождении планировалось работать при высоком давлении ПНГ, что технологически было приемлемо для транспортировки сырой нефти от скважин к аппаратам разгазирования, дальнейшей подачи ПНГ на ВУ, а затем транспортировки подготовленного ПНГ потребителю. Поэтому в технологической схеме ВУ отсутствует компрессор, да и сам вихревой

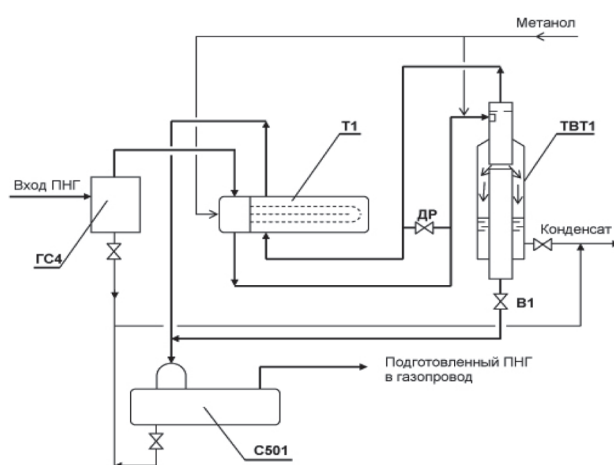


Рис. 2. Принципиальная схема бескомпрессорной ВУ подготовки ПНГ: ГС4, С501 – сепараторы; Т1 – рекуперативный теплообменник; ТВТ1 – трехпоточная вихревая труба; В1 – регулирующий вентиль соотношения потоков; ДР – дроссель (обозначения по регламенту).

блок представляет собой, по сути, композицию только двух аппаратов (рис. 2) — трехпоточной вихревой трубы ТВТ1 и рекуперативного теплообменника Т1. Сепараторы на входе и выходе из вихревого блока (ГС4 и С501) носят вспомогательный характер (подобная схема с двумя целевыми аппаратами была апробирована ранее и показала свою работоспособность и приемлемую эффективность [2]).

ТВТ1 была рассчитана на расход 6 500–10 000  $\text{нм}^3/\text{час}$ , имела внутренний диаметр  $D_{\text{вн}} = 75 \text{ мм}$  при общей высоте 2770 мм [6]. Для отработки процесса сепарации конденсата были предусмотрены сменные «вставки» с различными вариантами перфорации. В [6, 7] имеется довольно подробное описание проведенных экспериментов и приведены соответствующие показатели эксплуатации ВУ. В данной публикации акцентируем внимание читателя только на двух весьма важных технологических моментах.

Первый связан с работой ТВТ при доле холодного потока  $\mu = 1,0$ , т.е. когда практически весь газ идет по холодному потоку. При этом, как общеизвестно,

Таблица 1

Показатели работы ВУ при высоком давлении ПНГ

Номер режима	$P_{\text{вх}}$ , МПа	$\pi$	Температура, °С			$\Delta T_x$ , °С	$\mu$	$q$ , °С
			$T_{\text{вху}}$	$T_{\text{вх}}$	$T_x$			
1	2,7	4,6	12	-3,0	-31,0	28,0	0,7	19,6
2	2,9	4,8	13,5	1,0	-19,5	20,5	1,0	20,5
3*	2,9	4,8	13,0	7,0	-4,0	11,0	–	11,0
4**	5,4	1,4	12,0	7,0	-6,0	13,0	1,0	13,0
5**	5,4	1,4	12,0	7,5	-5,0	12,5	1,0	12,5

\*) режим дросселирования;

\*\*) режимы промышленной эксплуатации.

Сопоставление эффективности ТВТ1 при низком давлении ПНГ

Тип «вставки»	Номер режима	P <sub>вх</sub> , МПа	π	Температура, °С			ΔT <sub>х</sub> , °С	μ
				T <sub>вху</sub>	T <sub>вх</sub>	T <sub>х</sub>		
Сплошная	1	1,05	1,64	17,0	16,5	4,0	12,5	0,047
	2	1,10	1,71	16,5	16,0	9,5	6,5	0,047
Дырчатая	3	0,85	1,36	16,0	15,5	2,5	13,0	0,040
	4	0,90	1,43	17,0	16,5	2,8	13,7	0,040

возрастают факторы акустики (шум, свист, вибрации). Данные, приведенные в табл. 1, указывают при таких режимах на аномально высокое значение эффекта охлаждения ( $\Delta T_x$ ). Получается, что по удельной холодопроизводительности (q) режим работы ТВТ с  $\mu = 1,0$  не уступает оптимальному режиму для двухпоточных ВТ при  $\mu = 0,7$ . Более того, показатели режима с  $\mu = 1,0$  почти вдвое превышают показатели режима дросселирования (режим № 3), зафиксированного при расширении газа на дроссельном вентиле В2. И последнее: показатели работы ТВТ при весьма небольшом отношении давлений  $\pi = 1,4$  (соответственно перепад давлений равен 1,6 МПа) по холодопроизводительности не только не ниже, а даже несколько превышают эффект дросселирования при перепаде давления 2,3 МПа.

Проведенный анализ показал, что нельзя объяснить такой феномен возможной неадиабатностью ТВТ или неточностью эксперимента. Также не удается понять полученные результаты с позиций наиболее распространенной теории эффекта Ранка, основанной на турбулентных микрохолодильных циклах в поле центробежных сил [4]. Поэтому авторами работы [8] была выдвинута гипотеза ударно-волнового механизма вихревого эффекта, которая трактует большую холодопроизводительность ТВТ при  $\mu = 1,0$  (по сравнению с обычным дросселированием) за счет виброакустической диссипации энергии в окружающей среде.

Ударно-волновая гипотеза подтверждается, на наш взгляд, испытаниями дырчатой сепарирующей вставки (1780 отверстий диаметром 3 мм на «стакане» толщиной 7 мм). Это второй момент, который хотелось бы отметить в завершение описания работы ВУ по бескомпрессорной схеме. В табл. 2 приведены режимы работы ТВТ1 для двух типов сепарирующих вставок в экспериментах на низком давлении. Несмотря на значения  $\pi$  и  $\mu$ , несколько уменьшающие величины  $\Delta T_x$ , температурная эффективность дырчатой «вставки» была выше, чем сплошной. Это можно объяснить тем, что отверстия перфорации «работали» как некие «свистки», генерируя звуковые волны (шум, рев и сильный свист). Это и увеличивало температурную эффективность ТВТ1.

#### 4. Вихревая установка подготовки ПНГ с применением компрессора и одной ТВТ

Режим эксплуатации ВУ при высоком давлении ПНГ просуществовал относительно недолго, так как для увеличения производительности Загорской ДНС первая ступень сепарации нефти была переведена на избыточное давление  $8-9 \cdot 10^5$  Па. Это обстоятельство не только не позволило эксплуатировать ВУ по схеме рис. 2, но и вообще привело к невозможности подавать ПНГ в магистральный газопровод под высоким давлением.

В изменившихся условиях эксплуатации задача низкотемпературной подготовки ПНГ к транспорту была решена посредством полной реконструкции ВУ (реконструкция № 1) с монтажом компрессора сырого газа (производительность 25 тыс.  $\text{нм}^3/\text{час}$ , давление нагнетания 5,8 МПа) и дополнительного оборудования. При этом предполагалось использовать часть компрессорной мощности для генерации необходимого количества холода в регулируемой ТВТ.

Схема модернизированной ВУ после реконструкции № 1 представлена на рис. 3. Ввиду увеличения производительности ВУ была сконструирована и реализована модифицированная ТВТ с внутренним диаметром  $D_{\text{тр}} = 125$  мм. При этом, учитывая предыдущий опыт работы на ТВТ1 при  $\mu = 1,0$ , стратифицированные потоки смешивались сразу на выходе из ТВТ. Количество газа по горячему потоку поддерживали минимальным, по сути, только для того, чтобы нормально отбирать пленку жидкости в сепарирующем устройстве. В технологической схеме появилась стадия охлаждения газа после АВО (аппарата воздушного охлаждения) сырой нефтью с помощью теплообменника Т4 и был соответственно предусмотрен промежуточный сепаратор С501. Запроектирована и реализована также система дегазации конденсата с получением стабильных сжиженных углеводородов (сепараторы СК1 и СК2).

Практика эксплуатации модернизированной ВУ показала, что для нормальной транспортировки подготовленного ПНГ его давление на выходе из ВУ (вход в трубопровод) должно составлять в среднем

Пример работы модернизированной ВУ с одной ТВТ при  $\pi = 1,04$

№ точки (рис. 3)	Поток	P, МПа	T, °C	Другие параметры
2	Выход из АВО	5,9	37	$V = 22\ 000\ \text{нм}^3/\text{час}$
3	Вход в Т1	5,9	22	Охлаждение в Т4 на 35°С
4	Вход в ТВТ	5,8	22	Нулевой перепад температуры в Т1
6	Выход из ТВТ (подача в газопровод)	5,6	20	$\Delta T_{\text{см}} = 2^\circ\text{C}$

5,0 МПа. Тогда, с учетом максимального давления нагнетания компрессора, отношение давлений на ТВТ будет равно  $\pi = 1,17$ . Это весьма небольшая величина для эксплуатации любой модификации ВТ. При данных параметрах по давлению перепад температур на ТВТ (смешанный поток) реально составил  $\Delta T_{\text{см}} = 5\text{—}6\ ^\circ\text{C}$ . Хотя это в два раза выше, чем при обычном дросселировании, пусконаладка показала, что такой, весьма небольшой, «перекок» температуры на расширителе не позволяет нормально рекуперировать холод в теплообменнике Т1 (так как практически отсутствует движущая сила теплопередачи).

В табл. 3 в качестве примера приведен один из предельных (по отношению давлений  $\pi$ ) режимов работы ВУ ( $\pi = 1,04$ ). В этом случае наглядно видно, что теплообменник Т1 не работает. Охлаждение ПНГ

идет только за счет «холода» сырой нефти и немного за счет самой ТВТ. При этом степень выделения углеводородов  $C_4^+$  составила всего 23%.

Итак, работа ВУ при малом значении  $\pi$  оказалась малоэффективной, поэтому для получения большего количества холода в ТВТ и обеспечения процесса его рекуперации в теплообменнике был задействован другой режим работы. При этом около 70% потока ПНГ расширялось после сепаратора ГС1 на дросселе ДР, а меньшая его часть (30%) направлялась в ТВТ, охлаждалась и, отдав холод в Т1, смешивалась с сырым газом, поступающим на вход компрессора (режим рецикла). В этом случае значительно возрастает параметр  $\pi$  на ТВТ, соответственно увеличивается перепад температур и возрастает эффективность процесса НТС в целом. Пример такого режима приведен в табл. 4.

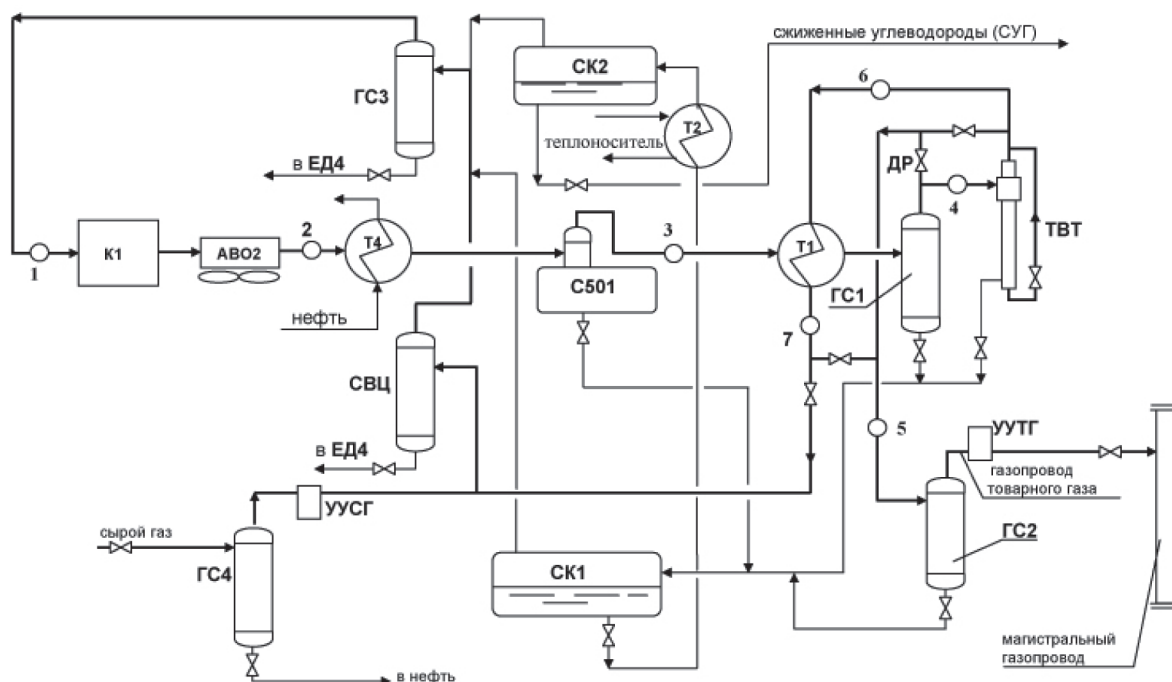


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема вихревой установки с компрессором:

К1 – компрессор; АВО2 – аппарат воздушного охлаждения; Т1, 2, 4 – теплообменники; ГС1, 2, 3, 4, С501, СВЦ – газосепараторы; СК1, 2 – сепараторы конденсата; ТВТ – трехточечная вихревая труба; ЕД4 – емкость (на схеме не показана); УУСГ – узел учета сырого газа; УУТГ – узел учета товарного газа (обозначения по регламенту; подача метанола на схеме не показана).

Таблица 4

Пример работы модернизированной ВУ с ТВТ в рецикле

№ точки (рис. 3)	Поток	P, МПа	T, °C	Другие параметры
1	Вход в компрессор	0,86	10,1	$V = 26\ 600\ \text{нм}^3/\text{час}$
2	Выход из АВО	5,71	38,5	
3	Вход в Т1	5,56	24,0	
4	Вход в ТВТ и ДР	5,53	20,9	$V_{\text{ТВТ}} = 8\ 500\ \text{нм}^3/\text{час};$ $V_{\text{ДР}} = 18\ 100\ \text{нм}^3/\text{час};$
5	Подготовленный ПНГ	4,80	17,2	$V = 18\ 100\ \text{нм}^3/\text{час}$
6	Смешанный поток из ТВТ	1,00	-9,0	$V_{\text{см}} = 8\ 500\ \text{нм}^3/\text{час}$ $\tau = 5,1; \Delta T_{\text{см}} = 29,9^\circ\text{C}$
7	Холодный поток из Т1	1,00	16,7	

Из приведенных в табл. 4 данных видно, что ВУ работает более эффективно, но не настолько, чтобы удовлетворить требованиям нормативных документов по качеству транспортируемого газа. Следующий этап реконструкции ВУ (реконструкция № 2) полностью решил эту задачу.

### 5. Компрессорная схема ВУ с двумя трехпоточными вихревыми трубами

Технологическая схема ВУ после реконструкции № 2 представлена на рис. 4. Основные новации по сравнению со схемой на рис. следующие:

- основной поток газа расширяется в сепарирующей вихревой трубе ТВТ с получением большего количества холода, чем на дросселе;
- для рецикла (внутренний холодильный цикл) используется охлаждающая вихревая труба ТВТ1, увеличивающая суммарную холодопроизводительность и гибкость всей схемы;
- рекуперируется холод дросселируемого конденсата, что также повышает эффективность процесса НТС.

Процесс подготовки ПНГ протекает следующим образом. Сырой газ с первой ступени сепарации нефти, прошедший очистку от капельной жидкости и механических примесей в сепараторе ГС4, смешивается с газом рециркуляции после теплообменника Т2, проходит сепаратор СВЦ и направляется в теплообменник «газ—газ» Т5, где отдает свой холод сжатому газу. Далее он смешивается с газами выветривания из сепараторов конденсата СК1 и СК2, проходит концевой газовый сепаратор ГС3 и в качестве исходного газа поступает в компрессор К1, где дожимается до необходимого давления.

После охлаждения сжатого газа в АВО2, затем в теплообменнике «газ—нефть» Т4 и далее в теплообменнике «газ—газ» Т5 образуется газожидкостная смесь, которая разделяется в сепараторе С501. Отсепарированная газовая фаза проходит последовательно рекуперативные теплообменники Т1 и Т2 и, пройдя затем

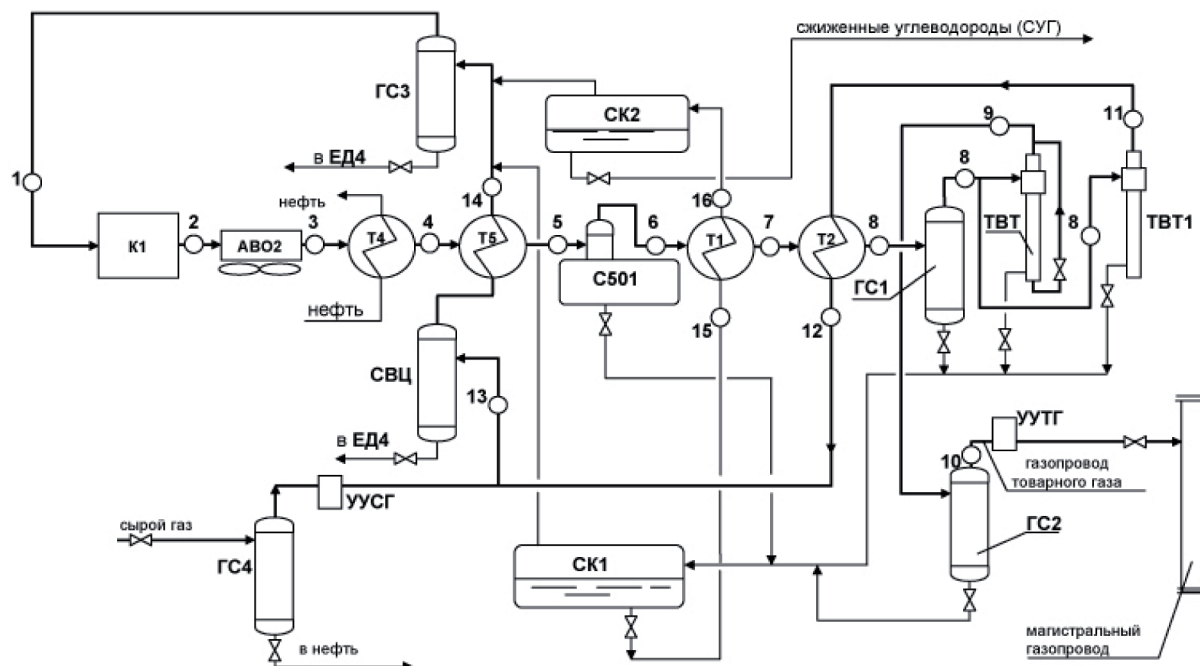


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема вихревой установки с двумя вихревыми трубами:

К1 – компрессор; АВО2 – аппарат воздушного охлаждения; Т1, 2, 4, 5 – теплообменники; ГС1, 2, 3, 4, С501, СВЦ – газосепараторы; СК1, 2 – сепараторы конденсата; ТВТ – трехпоточная вихревая труба сепарирующая; ТВТ1 – трехпоточная вихревая труба охлаждающая; ЕД4 – емкость (на схеме не показана); УУСГ – узел учета сырого газа; УУТГ – узел учета товарного газа (обозначения по регламенту); подача метанола по схеме не показана).

сепаратор ГС1, направляется на охлаждение и одновременно сепарацию в сепарирующую трехпоточную вихревую трубу ТВТ, где закручивается и расширяется до давления транспортировки очищенного нефтяного газа. После ТВТ освобожденный от бензина и осушенный нефтяной газ проходит концевой газовый сепаратор ГС2 и, пройдя узел учета товарного газа, поступает в магистральный газопровод.

Часть газа высокого давления после сепаратора ГС1 в виде циркуляционного газа поступает в охлаждающую трехпоточную вихревую трубу ТВТ1, где расширяется до давления, необходимого для подачи на смешение с сырым газом, охлаждается и одновременно сепарируется. Далее этот поток проходит рекуперативный теплообменник «газ—газ» Т2, где отдает свой холод сжатому газу, поступает на смешение с газами выветривания, и далее этот смешанный (исходный) газ поступает на вход в компрессор.

Конденсат, выделившийся в газовых сепараторах С501, ГС1 и ГС2, а также в третьих потоках ТВТ и

ТВТ1, направляется по общему коллектору в сепаратор конденсата СК1, откуда жидкая фаза поступает в рекуперативный теплообменник «газ—конденсат» Т1 и далее в сепаратор конденсата СК2. Отсюда сжиженные углеводороды (СУГ) поступают на склад. В табл. 5 приведен типичный пример работы ВУ с двумя вихревыми трубами.

Как видно из табл. 5, существенное понижение температуры сжатого газа (в теплообменниках Т2 и Т5) достигнуто за счет холодопроизводительности охлаждающей вихревой трубы ТВТ1, работающей на циркуляционном газе, являющемся, по существу, рабочим телом внутреннего холодильного цикла ВУ. Ввиду сравнительно небольшого количества конденсируемой жидкости имеет место весьма скромный эффект охлаждения сжатого газа холодным конденсатом, однако рекуперативный теплообменник Т1 вносит свой вклад в технологию как дегазатор СУГ. Что касается точки росы товарного газа, то в данном примере этот параметр вполне соответствует нормативам — как по

Таблица 5

Пример режима работы ВУ с двумя вихревыми трубами

№ точки (рис. 4)	Поток газа (жидкости)	Р, МПа	Т, °С	Разность температур на аппарате, °С*	Другие параметры, примечание
1	Вход в компрессор (исходный газ)	0,85	-1,0	-	Расход, нм <sup>3</sup> /час: всего 23 330, в том числе: – сырой газ – 13 600 (Т ~ 3,5°С) – газ из ТВТ1 – 5230 – газ из СК1 – 2930 – газ из СК2 – 1570
2	Вход в АВО2	5,80	162,2	+163,2	Нагрев в компрессоре
3	Выход из АВО2	5,80	15,1	-147,1	Охлаждение воздухом
4	Выход из Т4	5,0	12,0	-3,1	Охлаждение нефтью
5	Выход из Т5	5,80	5,0	-7,0	Охлаждение смесью сырого газа и потока циркуляции (после теплообменника Т2)
6	Выход из С501 (вход в Т1)	нет замера	5,4	+0,4	Холодотери в окружающую среду
7	Выход из Т1	5,66	4,6	-0,8	Охлаждение конденсатом
8	Выход из Т2 (вход в ТВТ и ТВТ1)	5,63	0,6	-4,0	Охлаждение циркуляционным потоком из ТВТ1
9	Выход из ТВТ	4,81	-4,5	-5,1	Охлаждение газа в ТВТ; ΔТх = 5,1°С; π = 1,18; μ = 1,0
10	Узел учета товарного газа	4,70	-2,5	-2,0	Холодотери в окружающую среду; расход товарного газа – 12 800 нм <sup>3</sup> /час. Точка росы, °С: – по воде – (-4,0) – по углеводородам – (0,0)
11	Выход из ТВТ1	0,93	-32,5	-33,1	Охлаждение в ТВТ1; ΔТх = 33,1°С; π = 5,56; μ = 1,0
12	Выход из Т2	0,93	-9,0	+23,5	Нагрев в Т2
13	Вход в СВЦ и далее в Т5	нет замера	0,0	+9,0	Нагрев от смешения с сырым нефтяным газом
14	Выход из Т5	0,85	6,0	+6,0	Нагрев в Т5
15	Конденсат из СК1	нет замера	-24,7	-	Понижение температуры после дросселирования
16	Выход конденсата из Т1	нет замера	-5,8	+18,9	Нагрев конденсата в Т1; количество СУГ – 1,58 м <sup>3</sup> /час

Примечание. Охлаждение потока условно показано со знаком (-), нагрев – со знаком (+).

влаге, так и по углеводородам. Значит, факел, на котором ранее сжигался ПНГ, можно спокойно переводить на дежурный режим. Это и делается на Загорском месторождении вплоть до настоящего времени.

Анализ работы трехпоточных вихревых труб ТВТ и ТВТ1 в составе вихревой установки подготовки ПНГ показал, что, как и в исследовании [6], эффект охлаждения холодного потока при  $\mu \rightarrow 1,0$  значительно превышает эффект дросселирования. Это превышение наглядно демонстрирует рис. 5, где приведены экспериментальные данные, полученные в процессе эксплуатации и при исследовании работы ТВТ. Так, в диапазоне значений  $\pi = 1,5-2,0$  указанное превышение более, чем двукратное. Для процесса НТС, где идет борьба за каждый градус понижения температуры, этот фактор весьма важен.

## 6. Выводы

Представленные данные по разработке и реализации вариантов технологических схем и эксплуатации промышленных установок подготовки ПНГ к транспорту с применением трехпоточных вихревых труб показали следующее.

1. Данные расширители могут применяться как в бескомпрессорной, так и в компрессорных схемах подготовки ПНГ в качестве генераторов необходимого количества холода, а также концевой ступени сепарации конденсата.
2. Холодопроизводительность ТВТ при смешении стратифицированных потоков значительно выше, чем при обычном дросселировании, поэтому технологически выгодно применять их в системах низкотемпературной сепарации ПНГ с конечной целью тушения факелов.

## Аббревиатуры

ПНГ – попутный нефтяной газ  
ВТ – вихревая труба  
ВУ – вихревая установка  
ТВТ – трехпоточная вихревая труба  
ДНС – дожимная насосная станция

## ЛИТЕРАТУРА

1. Булатовская З. Попутный доход // ЭнергоStyle. — 2010. — № 3 (13). — С. 52–53.
2. Исхаков Р.М., Николаев В.В., Жидков М.А., Комарова Г.А. Применение ТВТ для конденсации тяжелых углеводородов из попутного нефтяного газа // Газовая промышленность. — 1998. — № 7. — С. 42–43.
3. Жидков М.А., Бунятов К.Г., Иванов Р.Н., Габдулхаков А.Х., Спиридонов В.С., Кирикова О.В., Жидков Д.А. Температурная эффективность высокорасходных ТВТ на установке подготовки нефтяного газа Комсомольского месторождения (опыт пуска-

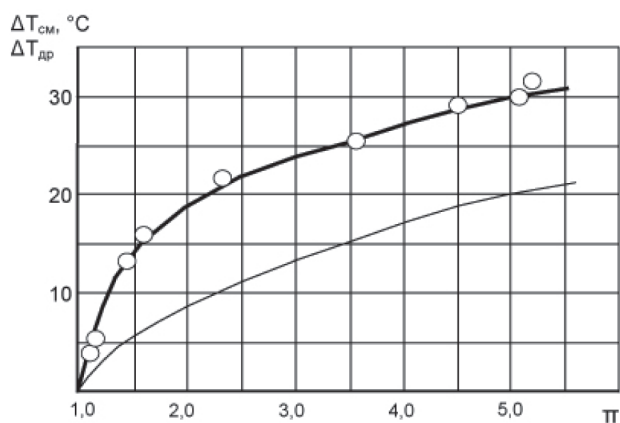


Рис. 5. Зависимость  $\Delta T_{см}$  от отношения давлений  $\pi$  для ТВТ:  
— — понижение температуры смешанного потока  $\Delta T_{см}$  при  $\mu \rightarrow 1,0$   
— — понижение температуры ПНГ при дросселировании  $\Delta T_{др}$

СУГ – сжиженные углеводороды  
НТС – низкотемпературная сепарация

## Обозначения

$P$  – давление, атм, МПа;  
 $\pi = P_{вх} / P_x$  – отношение абсолютных давлений;  
 $V$  – объемный расход газа,  $\text{м}^3/\text{час}$ ;  
 $\mu = V_x / V_{вх}$  – доля холодного потока;  
 $T$  – температура, °C;  
 $\Delta T_x = T_{вх} - T_x$  – охлаждение газа холодного потока, °C;  
 $\Delta T_{см} = T_{вх} - T_{см}$  – охлаждение смешанного потока, °C;  
 $\Delta T_{др} = T_{вх} - T_{др}$  – охлаждение газа при дросселировании;  
 $q = \mu \Delta T_x$  или  $q = \mu \Delta T_{др}$  – удельная холодопроизводительность, °C;  
 $D_{тр}$  – внутренний диаметр вихревой трубы, мм.  
**Индексы**  
вху – вход в установку;  
вх – вход в вихревую трубу;  
х – холодный поток;  
г – горячий поток;  
см – смешанный поток;  
др – дросселирование.

наладки) // Нефть. Газ. Новации. — 2012. — № 5. — С. 46–52.

4. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. — М: Машиностроение, 1969.
5. Жидков М.А., Рябов А.П., Гусев А.П., Жидков Д.А. Трехпоточные вихревые трубы в нефтедобывающей и газовой промышленности // Нефть. Газ. Новации. — 2009. — № 2. — С. 66–70.
6. Гусев А.П., Исхаков Р.М., Жидков М.А., Комарова Г.А. Система подготовки попутного газа нефтедобычи к транспорту с применением регулируемой трехпоточ-



- ной вихревой трубы // Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2000. — № 7. — С. 16–18.
7. Жидков М.А., Комарова Г.А., Гусев А.П., Исхаков Р.М. Взаимосвязь сепарационных и термодинамических характеристик трехпоточных вихревых труб // Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2001. — № 5. — С. 8–11.
8. Жидков М., Гусев А., Бетлинский В., Солдатов П., Овчинников В., Рябов А. Трехпоточная вихревая труба успешно эксплуатируется на Капитоновском месторождении // OIL&GAS JOURNAL RUSSIA. — 2008. — № 1–2. — С. 42–46.
9. Гусев А., Рябов А., Жидков М., Исламкин В., Пахомова Г. Подготовка нефтяного газа к транспорту с использованием трехпоточных вихревых труб // OIL&GAS JOURNAL. — 2007. — № 1–2 — С. 90–95.

## Three-flow Vortex Tubes – Ecologically Significant Alternative to Burning of Oil-associated Gas on Torches

**M.A. Zhidkov**, Ph.D. of Engineering, Director of “Vortex Technologies” Engineering Center, CJSC Impuls SPE, Moscow

**V.A. Devisilov**, Ph.D. of Engineering, Associate Professor, Bauman Moscow Technical State University, Moscow

**D.A. Zhidkov**, Student, Bauman Moscow Technical State University, Moscow

**A.P. Gusev**, Ph.D. of Engineering, Director General, Terminal Ltd., Orenburg

**A.P. Ryabov**, Ph.D. of Engineering, Chief Engineer, Terminal Ltd., Orenburg

*The practical aspects related to application of three-flow vortex pipes in the systems of low-temperature separation of associated petroleum gas before its giving in the main pipelines are considered in this paper. The conclusion is drawn that due to the use of these pipes the extinguishing of field torches is becoming rather profitable, improving thereby the ecological situation while developing of oil fields.*

**Keywords:** associated petroleum gas, three-flow vortex pipe, vortex installation, flow diagram, condensate, compressor, heat exchanger, separator, temperature, pressure, cooling capacity.

### Попутный нефтяной газ необходимо использовать

По статистическим данным за 2011 г, добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) в России составила около 67,8 млрд м<sup>3</sup> в год, из них сжигалось в факелах 16,6 млрд м<sup>3</sup>, использовалось — 51,2 млрд м<sup>3</sup>, тогда как в развитых странах — США, Канаде, Норвегии — доля использования ПНГ составляет 99–100%. Российским компаниям есть к чему стремиться. Для сравнения: в США разрешенный уровень сжигания ПНГ составляет 3%, а в Норвегии сжигание запрещено полностью.

Для реализации поручений Правительства Российской Федерации и в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 08.01.2012 (протокол № 7, пункт 2) по принятию мер для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха выбросами вредных (загрязняющих) веществ и сокращению эмиссии парниковых газов, образующихся при сжигании попутного нефтяного газа, установлен целевой показатель сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках с 2012 г. и в последующие годы в размере не более 5% от объема добытого ПНГ. Установлено, что с 1 января 2012 г. плата за выбросы вредных (загрязняющих) веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках, рассчитывается с повышающими коэффициентами. Теперь при сжигании на факельных установках более 5% объема добытого ПНГ плата за выбросы вредных веществ, образующихся при этом, рассчитывается как за сверхлимитное загрязнение. При расчете к нормативам платы применяется дополнительный коэффициент, равный 4,5. При отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках ПНГ, значение коэффициента принимается равным 6.

Идет обсуждение изменений в законодательство относительно уровня эффективной утилизации попутного нефтяного газа. В частности, Минприроды предлагает повысить указанные коэффициенты до 12 и 25 с 2014 г. В то же время министерство планирует ввести льготы для новых месторождений, а также для компаний, реализующих проекты для повышения уровня полезного использования ПНГ.

Согласно плану крупнейших нефтяных компаний, на реализацию проектов утилизации ПНГ до 2015 г. будет потрачено около 300 млрд руб. (порядка 6% суммарных инвестиций в добычу нефти). По итогам первого квартала 2013 г., согласно результатам анализа предоставленной недропользователями информации, показатель полезного использования ПНГ составил 85,8%. По данным Минэнерго России, в первом квартале 2013 г. компании инвестировали в проекты по утилизации ПНГ 5,6 млрд руб.

Сжигание извлекаемого ПНГ является крайне нерациональным способом использования невозобновляемого природного ресурса, оно приводит к ежегодному поступлению в атмосферу значительного количества парниковых газов, изменяющих ее состав и климат.