

УДК 622.276

А.В. Иванов, заведующий нефтегазовым сектором, ЗС ФГУП «ВНИГНИ»; **О.В. Фоминых**, к.т.н., e-mail: fov@tsogu.ru; **С.А. Леонтьев**, к.т.н., кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ТюмГНГУ

ПОДГОТОВКА НИЗКОДАВНОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Известно, что в связи с ужесточением законодательства в сфере утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) недروльзователи обязаны довести степень его утилизации до 95%, для этого существуют различные технологии. В статье рассматриваются результаты расчетов разработанной энергосберегающей технологии утилизации ПНГ компримированием его с помощью газожидкостных эжекторов и последующей подготовки газа в вихревых трубах. При этом решается задача достижения нужной величины температуры точки росы в зависимости от требуемого давления газа (0,3 МПа для использования газа на собственные нужды или 0,8 МПа для дальнейшего транспортирования газа).

Для утилизации ПНГ разработан способ его подготовки в составе объектов подготовки нефти ступенчатым компримированием жидкостно-газовым эжектором, в котором в качестве рабочей жидкости используется нефтепромысловая подтоварная вода, дальнейшее ступенчатое поступление полученной водогазовой смеси на разделение в сепаратор. Вода направляется на рециркуляцию, а избыток отводится на кустовую насосную станцию (КНС) для использования ее в системе поддержания пластового давления (ППД).

Отделившийся газ поступает на газоразделение в двухпоточную или трехпоточную вихревую трубу. Принципиальные технологические схемы приведены на рисунке 1 (при использовании двухпоточной вихревой трубы) и рисунке 2 (при использовании трехпоточной вихревой трубы). Разработанный способ применим для многоступенчатой сепарации нефти независимо от количества ступеней сепарации. В качестве примера объекта подготовки нефти рассмотрим технологическую схему трехступенчатой сепарации нефти.

В вихревой трубе ДВТ-1 реализован эффект Ранка – Хилша, заключающийся в разделении высокоскоростного потока на холодный и горячий [1]. В вихревой трубе ТВТ-1 специальной конструкции также реализован эффект Ранка – Хилша, заключающийся в разделении высокоскоростного потока на холодный и горячий и отделении мелкодисперсной жидкой фазы, образующейся в самой вихревой трубе с последующим ее отводом [2]. Разработанные технологии решают задачи снижения энергозатрат с целью

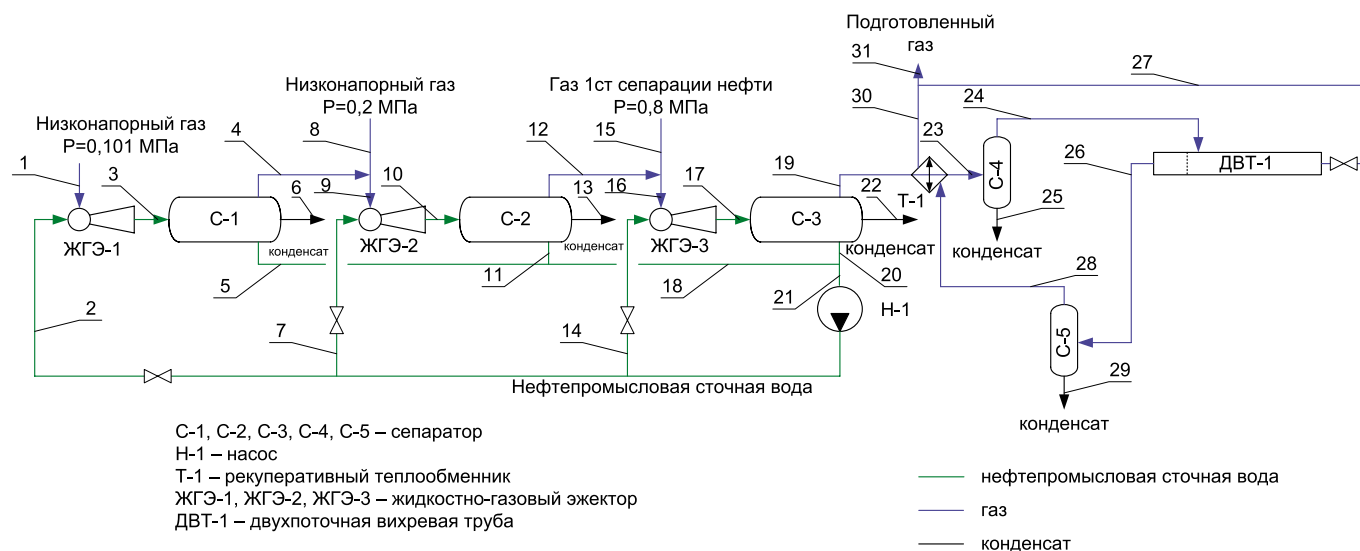


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа в составе объектов подготовки нефти с помощью жидкостно-газового эжектора и двухпоточной вихревой трубы

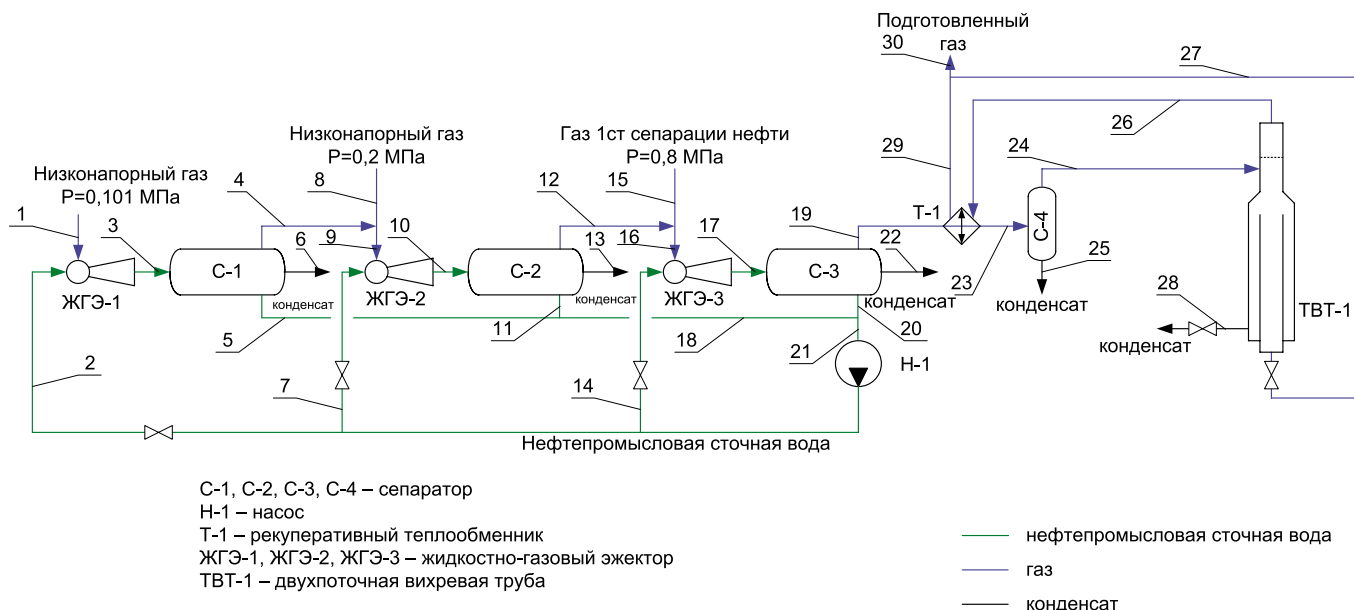


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа в составе объектов подготовки нефти с помощью жидкостно-газового эжектора и трехпоточной вихревой трубы

использования попутного нефтяного газа при подготовке к транспорту или подаче потребителю, так как при этом применяется:

- процесс ступенчатого компримирования низконапорного газа жидкостно-газовым эжектором;
- ступенчатое разделение попутного нефтяного газа после эжектора с помощью вихревых труб;
- рекуперация холода потока газа вихревых труб.

Рассмотрим результаты расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором и сепарации водогазовой смеси на примере попутного

нефтяного газа Приобского месторождения, расчеты выполнены на удельный суммарный расход газа всех ступеней сепарации – 1000 м³/ч (при 0 °С и 101325 Па).

Исходные данные для расчетов:

- давление низконапорного газа конечной ступени сепарации – 0,101325 МПа (абс.), давление газа второй ступени сепарации – 0,2 МПа (абс.), давление газа первой ступени сепарации – 0,8 МПа (абс.);
- температура газа – 40 °С;
- расход газа 1-й ступени сепарации – 800 м³/ч (при 0 °С и 101325 Па), расход газа 2-й ступени сепарации – 100

м³/ч (при 0 °С и 101325 Па), расход газа конечной ступени сепарации – 100 м³/ч (при 0 °С и 101325 Па);

- газ насыщен по влаге и углеводородам при входных условиях;
- состав и свойства газа по ступеням сепарации приведены в таблице 1;
- плотность нефтепромысловой сточной воды – 1030 кг/м³;
- температура нефтепромысловой сточной воды – 20 °С;
- давление насыщенных паров рабочей жидкости – 2317 Па.

Результаты расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором приведены в таблице 2.

Таблица 1. Состав и свойства попутного нефтяного газа Приобского месторождения

	Газ 1-й ступени сепарации	Газ 2-й ступени сепарации	Газ конечной ступени сепарации
Свойства			
Молекулярная масса, г/моль	23,20	36,41	48,26
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 101325 Па	1,04	1,63	2,15
Состав, % мольн			
CO ₂	1,08	1,49	0,94
N ₂	1,09	0,23	0,02
CH ₄	71,75	35,25	9,22
C ₂ H ₆	8,29	13,23	11,34
C ₃ H ₈	10,98	28,00	39,63
i-C ₄ H ₁₀	1,27	3,65	6,14
n-C ₄ H ₁₀	3,28	9,62	16,80
i-C ₅ H ₁₂	0,56	1,74	3,20
n-C ₅ H ₁₂	0,73	2,31	4,29
ΣC ₆ +	0,96	4,49	8,43

Таблица 2. Результаты расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором

Давление газожидкостной смеси на выходе эжектора, МПа	Давление нефтепромысловой сточной воды на входе эжектора, МПа	Расход нефтепромысловой сточной воды на входе эжектора, м ³ /ч
эжектор ГЖЭ-1		
0,2	1,2	26,6
эжектор ГЖЭ-2		
0,8	4,4	21,3
эжектор ГЖЭ-3		
2,0	5,5	161,0
2,5	6,9	150,0
3,0	8,3	142,0
3,5	9,7	136,0
4,0	14,4	131,0

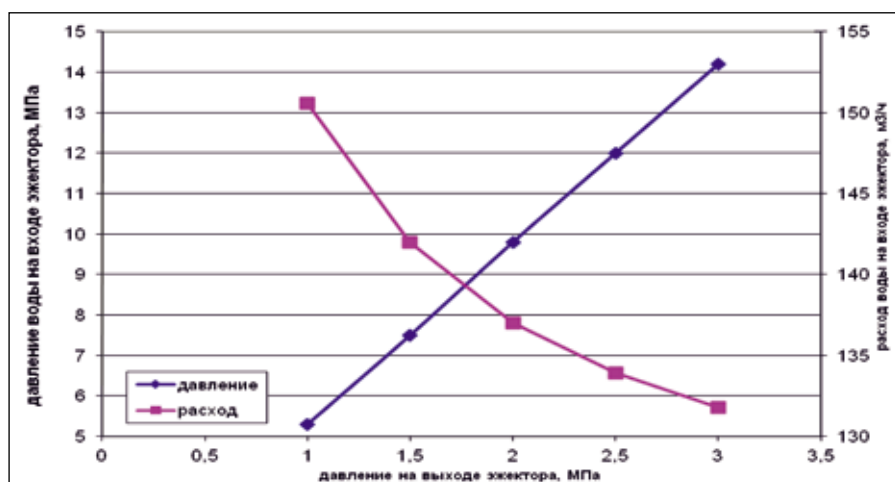


Рис. 3. Результаты расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором

На основании анализа результатов расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором (табл. 2), можно сделать вывод, что с увеличением давления компримирования необходимо увеличение давления подаваемой на вход эжектора воды, при этом ее расход снижается.

Данные таблицы 2 для удобства дальнейших расчетов эжектора ГЖЭ-3 сведены в графики, приведенные на рисунке 3.

В процессе компримирования газа происходят фазовые превращения: конденсируются влага, углеводороды. Результаты расчета процесса конден-

сации углеводородов и влаги из газа в сепараторах С-1, С-2, С-3 (рис. 1, 2) приведены в таблице 3.

Составы и свойства газа, отделяемого в сепараторе С-3 в зависимости от давления компримирования, приведены в таблице 4.

На основании анализа результатов расчета процесса конденсации углеводородов и влаги из газа в сепараторе С-1, С-2, С-3 (табл. 3), можно сделать вывод, что с увеличением давления компримирования увеличивается количество конденсируемых углеводородов для всех составов, характерных конечным ступеням сепарации нефти.

На основании анализа составов и свойств газа, отделяемого в сепараторе С-3 в зависимости от давления компримирования (табл. 4), можно сделать вывод, что при увеличении давления компримирования газ становится легче.

Рассмотрим результаты расчета процесса охлаждения газа и эффекта Ран-

Таблица 3. Результаты расчета процесса конденсации углеводородов и влаги из газа в сепараторах С-1,2,3

Давление на выходе эжектора, МПа	Расход газа на входе эжектора		Расход газа на выходе сепаратора		Конденсируемая влага	Конденсируемые углеводороды
	нм ³ /ч	кг/ч	нм ³ /ч	кг/ч	кг/ч	кг/ч
Эжектор ГЖЭ-1, сепаратор С-1						
0,2	100	199,5	96,5	196,5	2,86	0,14
Эжектор ГЖЭ-2, сепаратор С-2						
0,8	196,5	368,0	172,3	313,3	5,4	49,3
Эжектор ГЖЭ-3, сепаратор С-3						
2,0	972,3	1378,0	972,3	1378,0	-	-
2,5			926,2	1279,0	0,8	98,2
3,0			863,9	1156,0	1,0	221,0
3,5			805,0	1049,0	1,3	327,7
4,0			750,8	956,1	1,5	420,4

Таблица 4. Составы и свойства газа, отделяемого в сепараторе С-3, в зависимости от давления компримирования

Давление газа, МПа	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Свойства					
Молекулярная масса, г/моль	31,76	30,95	30,00	29,20	28,54
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 101325 Па	1,418	1,382	1,339	1,303	1,274
Состав, % мольн					
CO ₂	2,56	2,65	2,77	2,86	2,94
N ₂	0,21	0,22	0,23	0,24	0,26
CH ₄	41,14	42,85	45,20	47,43	49,40
C ₂ H ₆	17,17	17,52	17,84	17,96	17,92
C ₃ H ₈	28,02	27,37	26,10	24,70	23,39
i-C ₄ H ₁₀	2,66	2,43	2,14	1,90	1,72
n-C ₄ H ₁₀	6,14	5,41	4,56	3,96	3,54
i-C ₅ H ₁₂	0,75	0,57	0,43	0,35	0,30
n-C ₅ H ₁₂	0,88	0,63	0,45	0,36	0,31
ΣC ₆₊	0,47	0,35	0,29	0,25	0,22

ка – Хилша в вихревых трубах (двух- и трехпоточных).

Расчет процесса охлаждения газа и эффекта Ранка – Хилша выполнен для давлений и расходов, согласно расчетам процессов эжектирования и сепарации (результаты приведены в таблице 3).

Исходные данные для расчетов:

- давление – согласно таблице 3;
- температура газа – 40 °С;
- газ насыщен по влаге и углеводородам при 40 °С и давлении согласно таблице 3;
- состав и свойства газа приведены в таблице 4;
- давление холодного потока на выходе вихревой трубы 0,3 МПа, 0,8 МПа (абс.).

Расчеты производятся для двух характерных давлений, необходимых для транспорта:

- 0,3 МПа – для потребителей собственных нужд;
- 0,8 МПа – для сторонних потребителей.

Результаты расчета процесса охлаждения газа и эффекта Ранка – Хилша в вихревой трубе приведены в таблице 5, составы и свойства подготовленного газа в зависимости от давления приведены в таблицах 6, 7.

Анализ результатов расчета процесса охлаждения газа и эффекта Ранка – Хилша в вихревой трубе при давлении подготовленного газа 0,3 МПа (табл. 5) позволяет сделать следующие выводы:

- при давлении газа выше 2,0 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже –10 °С;

- при давлении газа выше 2,3 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже –20 °С;

- попутный нефтяной газ возможно подготовить для использования в качестве топливного для собственных нужд нефтяных промыслов.

Анализ результатов расчета процесса охлаждения газа и эффекта Ранка – Хилша в вихревой трубе при давлении подготовленного газа 0,8 МПа (табл. 6) позволяет сделать следующие выводы:

Таблица 5. Результаты расчета процесса охлаждения газа и эффекта Ранка – Хилша в вихревой трубе

Давление газа, МПа	Расход газа на подготовку		Расход подготовленного газа		Конденсируемая влага кг/ч	Конденсируемые углеводороды кг/ч	ТТР по у/в газа на выходе вихревой трубы, °С	ТТР по воде газа на выходе вихревой трубы, °С
	нм ³ /ч	кг/ч	нм ³ /ч	кг/ч				
давление транспорта газа 0,3 МПа								
2,0	972,3	1378,0	946,8	1319,0	2,2	56,8	-16,9	-16,9
2,5	926,2	1279,0	889,3	1195,0	1,8	82,2	-23,2	-23,2
3,0	863,9	1156,0	822,5	1063,0	1,7	91,3	-28,4	-28,4
3,5	805,0	1049,0	758,0	944,7	1,6	102,7	-33,0	-33,0
4,0	750,8	956,1	701,6	848,7	1,2	106,2	-36,4	-36,4
давление транспорта газа 0,8 МПа								
2,0	972,3	1378,0	952,9	1334,0	2,1	41,9	9,2	9,2
2,5	926,2	1279,0	895,4	1211,0	1,5	66,5	2,6	2,6
3,0	863,9	1156,0	823,6	1069,0	1,3	85,7	-3,6	-3,6
3,5	805,0	1049,0	757,3	946,9	1,2	100,9	-8,8	-8,8
4,0	750,8	956,1	699,8	848,7	1,1	106,3	-14,0	-14,0

Таблица 6. Составы и свойства подготовленного газа в вихревой трубе при давлении транспорта газа 0,3 МПа

Давление компримирования газа, МПа	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Свойства					
Молекулярная масса, г/моль	31,21	30,11	28,98	27,94	27,11
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 101325 Па	1,393	1,344	1,294	1,247	1,210
Состав, % мольн					
CO ₂	2,63	2,75	2,89	3,02	3,12
N ₂	0,21	0,23	0,24	0,26	0,28
CH ₄	42,22	44,59	47,42	50,28	52,75
C ₂ H ₆	17,54	18,07	18,48	18,71	18,72
C ₃ H ₈	28,05	27,10	25,44	23,53	21,77
i-C ₄ H ₁₀	2,53	2,17	1,78	1,44	1,21
n-C ₄ H ₁₀	5,61	4,44	3,38	2,54	2,01
i-C ₅ H ₁₂	0,56	0,32	0,19	0,11	0,08
n-C ₅ H ₁₂	0,58	0,29	0,15	0,09	0,06
ΣC ₆ +	0,07	0,03	0,02	0,01	0,01

Таблица 7. Составы и свойства подготовленного газа в вихревой трубе при давлении транспорта газа 0,8 МПа

Давление компримирования газа, МПа	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Свойства					
Молекулярная масса, г/моль	31,38	30,31	29,09	28,03	27,18
Плотность, кг/м ³ при 0 °С и 101325 Па	1,401	1,353	1,299	1,251	1,214
Состав, % мольн					
CO ₂	2,61	2,73	2,88	3,01	3,11
N ₂	0,21	0,22	0,24	0,26	0,28
CH ₄	41,93	44,25	47,29	50,22	52,75
C ₂ H ₆	17,41	17,91	18,35	18,56	18,56
C ₃ H ₈	27,96	27,04	25,31	23,37	21,60
i-C ₄ H ₁₀	2,57	2,24	1,83	1,50	1,26
n-C ₄ H ₁₀	5,79	4,73	3,59	2,76	2,22
i-C ₅ H ₁₂	0,64	0,40	0,23	0,15	0,11
n-C ₅ H ₁₂	0,70	0,39	0,21	0,12	0,08
ΣC ₆ +	0,18	0,10	0,06	0,04	0,03

- при давлении газа выше 3,7 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже -10 °С;
- при давлении газа выше 4,0 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже -14 °С;
- попутный нефтяной газ возможно подготовить для сдачи в магистральный газопровод в летний период для холодного макроклиматического района, для сдачи в зимний период для холодного макроклиматического района при температуре точки росы -14 °С необходимы специальные условия;
- попутный нефтяной газ возможно подготовить для сдачи в магистральный га-

зопровод в летний и зимний периоды для теплого макроклиматического района. Анализ составов и свойств подготовленного газа в зависимости от давления (табл. 6, 7) позволяет сделать вывод, что с увеличением давления газа (перепада давления) конденсируется большое количество углеводородов, тем самым газ становится легче. Таким образом, разработан способ подготовки низконапорного попутного нефтяного газа с помощью жидкостно-газового эжектора и вихревой трубы, предназначенный для использования низконапорного газа. Для данного способа разработаны принципиальные технологические схемы, рассчитаны и обоснованы технологические режимы

работы оборудования, технологии подготовки низконапорного попутного нефтяного газа.

Литература:

1. Меркулов А.П. Вихревой эффект и его применение в технике. – М.: Машиностроение, 1969. – 183 с.
 2. Гусев А.П. Подготовка попутного газа нефтедобычи к транспорту с применением трехпоточной вихревой трубы: Автореф. Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17, 05.02.13. – Тюмень, 2004. – 25 с.
- Ключевые слова:** попутный нефтяной газ, утилизация ПНГ, вихревые трубы, газожидкостный эжектор.



MIUGE

12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»



25-28
ИЮНЯ 2013

МОСКВА • ЭКСПОЦЕНТР



11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

25-27
ИЮНЯ 2013

МОСКВА • ЭКСПОЦЕНТР

ВЕДУЩИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ В РОССИИ



www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com