

УДК 622.276

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НИЗКОНАПОРНОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Иванов А.В.
ФГУП «ВНИГНИ»

Иванов С.С.
ОАО «Гипротюменнефтегаз», г. Тюмень

Фоминых О.В.¹, Леонтьев С.А.
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
e-mail: ¹fov@tsogu.ru

Аннотация. Известно, что в связи с ужесточением законодательства в сфере утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) недропользователи 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).

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, утилизация ПНГ, вихревые трубы, газожидкостный эжектор

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 с дальнейшим ступенчатым поступлением 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 рис. 1 (при использовании двухпоточной вихревой трубы) и рис. 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 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 табл. 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 табл. 2.

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 табл. 2 для удобства дальнейших расчетов эжектора ГЖЭ-3 сведены в графики, приведенные на рис. 3.

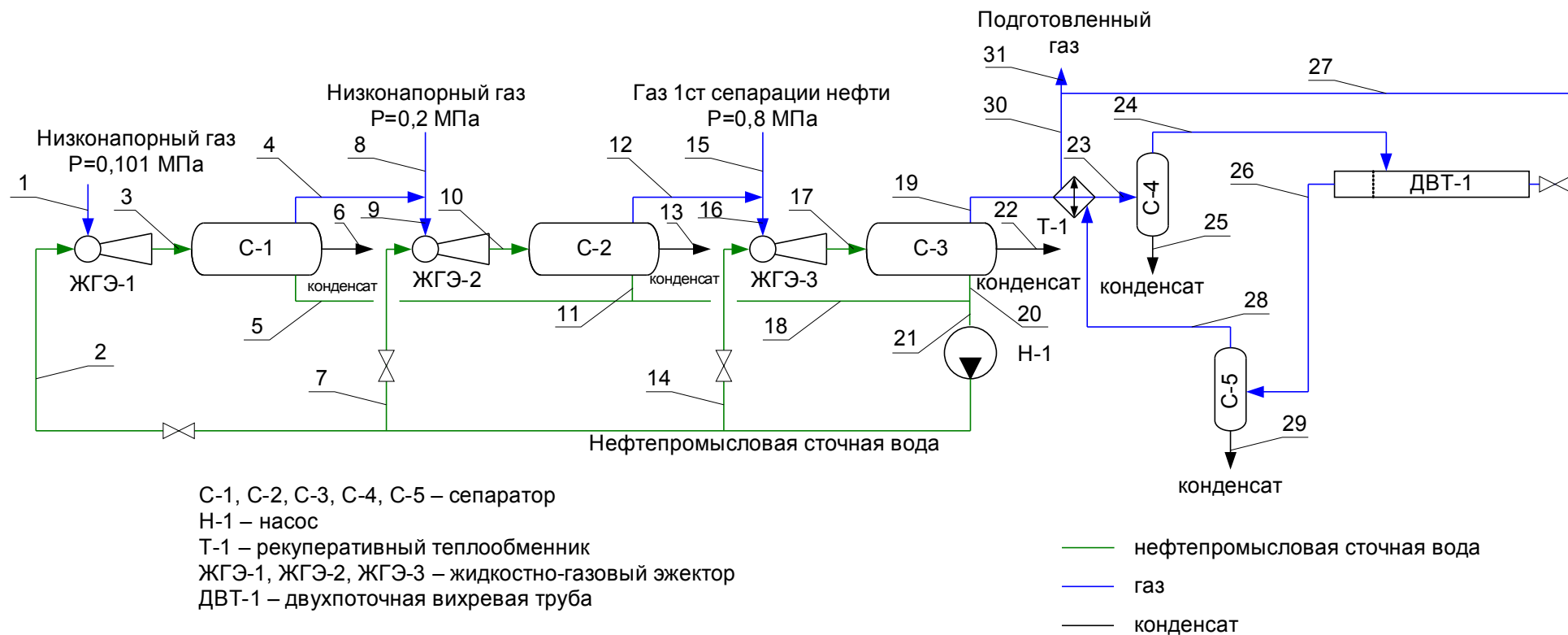


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа в составе объектов подготовки нефти с помощью жидкостно-газового эжектора и двухпоточной вихревой трубы

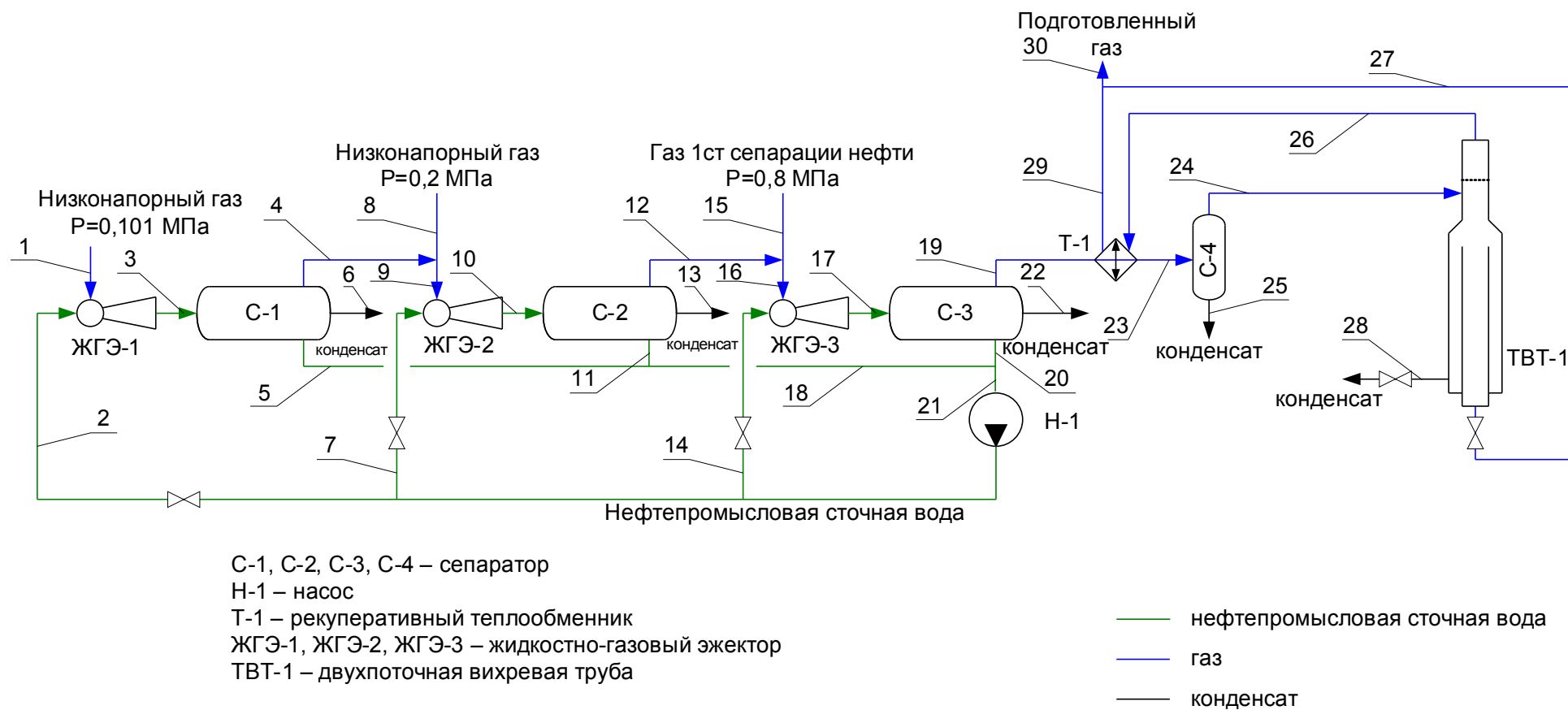


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа в составе объектов подготовки нефти с помощью жидкостно-газового эжектора и трехпоточной вихревой трубы

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

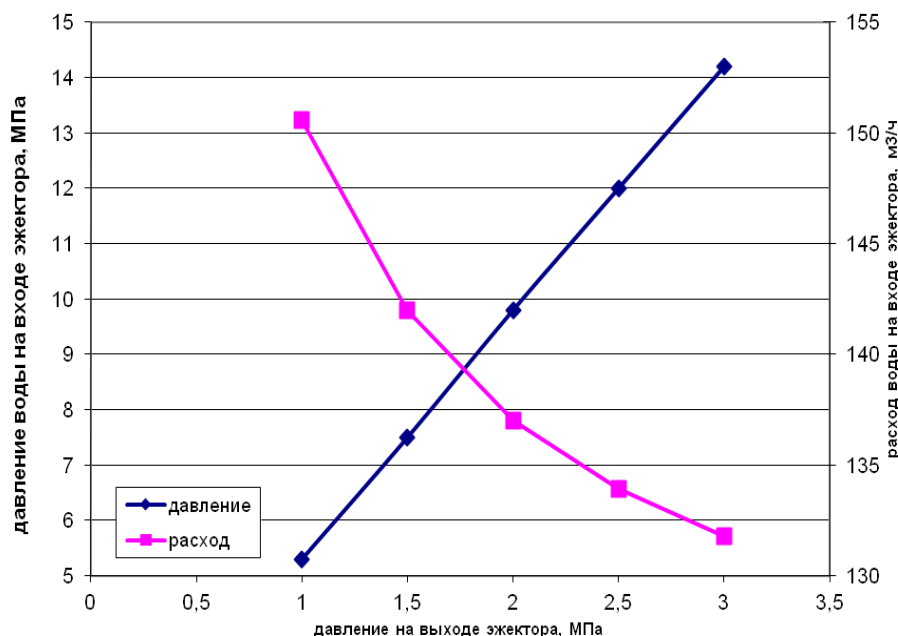


Рис. 3. Результаты расчета процесса компримирования газа жидкостно-газовым эжектором

В процессе компримирования газа происходят фазовые превращения: конденсируются влага, углеводороды. Результаты расчета процесса конденсации углеводородов и влаги из газа в сепараторах С-1, С-2, С-3 (рис. 1, 2) приведены в табл. 3.

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 кг/ч	Конденсируемые углеводороды кг/ч
	нм³/ч	кг/ч	нм³/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

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

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 Ранка-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 табл. 3).

Исходные данные для расчетов:

- давление – согласно табл. 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 табл. 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 табл. 5, составы и свойства подготовленного газа в зависимости от давления приведены в табл. 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 минус 10 °С;

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

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

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	Конденсируемые углеводороды	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	кг/ч	кг/ч		
давление транспорта газа 0,3 МПа								
2,0	972,3	1378,0	946,8	1319,0	2,2	56,8	минус 16,9	минус 16,9
2,5	926,2	1279,0	889,3	1195,0	1,8	82,2	минус 23,2	минус 23,2
3,0	863,9	1156,0	822,5	1063,0	1,7	91,3	минус 28,4	минус 28,4
3,5	805,0	1049,0	758,0	944,7	1,6	102,7	минус 33,0	минус 33,0
4,0	750,8	956,1	701,6	848,7	1,2	106,2	минус 36,4	минус 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	минус 3,6	минус 3,6
3,5	805,0	1049,0	757,3	946,9	1,2	100,9	минус 8,8	минус 8,8
4,0	750,8	956,1	699,8	848,7	1,1	106,3	минус 14,0	минус 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

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:

– при давлении газа выше 3,7 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже минус 10 °С;

– при давлении газа выше 4,0 МПа температура точки росы по углеводородам и влаге попутного нефтяного газа ниже минус 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 минус 14,0 необходимы специальные условия;

– попутный нефтяной газ возможно подготовить для сдачи в магистральный газопровод 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. к.т.н. Тюмень, 2004. 25 с.

ENERGY SAVING TECHNOLOGY OF PREPARATION OF LOW-PRESSURE ASSOCIATED GAS

A.V. Ivanov

All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia

S.S. Ivanov

Giprotyumenneftegaz, Tyumen, Russia

O.V. Fominykh¹, S.A. Leontiev S.A.

Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia

e-mail: ¹fov@tsogu.ru

Abstract. *It is known that due to the tightening of legislation in the sphere of utilization of associated petroleum gas (APG), mining companies are required to bring the degree of its utilization up to 95 %, and for this there are various technologies. The article discusses the results of calculations developed energy-saving technology APG compression of its gas-liquid ejectors with gas treatment and follow-up in the vortex tubes. At the same time solve the problem of achieving the desired dew point values depending on the desired gas pressure (0.3 MPa for the use of gas for its own needs, or 0.8 MPa for the further transportation of gas).*

Keywords: *associated petroleum gas, utilization of associated gas, vortex tube, gas-liquid ejector*

References

1. Merkulov A.P. Vikhrevoi effekt i ego primeneniye v tekhnike (Vortex effect and its application in engineering). Moscow, Mashinostroenie, 1969. 183 p.
2. Gusev A.P. Podgotovka poputnogo gaza neftedobychi k transportu s primeneniem trekhpotochnoi vikhrevoi trubyy (Preparation of associated petroleum gas for transportation using three-way vortex tube). PhD thesis abstract. Tyumen, 2004. 25 p.