

О повышении эффективности использования нефтяного газа конечных ступеней сепарации

On the raising efficiency of associated petroleum gas utilization at the final separation stages

M.Yu. Tarasov¹, E.A. Klevtsov¹, I.Z. Fakhretdinov¹

¹Giprotyumenneftegas PJSC, HMS Group, RF, Tyumen

E-mail: tarasov@gtng.ru

Keywords: associated petroleum gas (APG), light liquid hydrocarbons, low-temperature condensation and rectification, liquefied hydrocarbon gases

This article proposed technology of preparation and refining of associated petroleum gas (APG), separated during intermediate and final separation stages on the oil treatment facilities- central production facility (CPF) with obtaining marketable products - liquefied hydrocarbon gases. This technology includes low-temperature condensation and rectification of light liquid hydrocarbons implemented in the block modular complex for preparation and refining of APG, equipment with CPF. In this complex there is no provision for additional gas compression before cooling. Pressure developed by the compressor station projected as a part of CPF is sufficient for the implementation of the process. This block modular complex for preparation and refining gas at the final stages consist of two technological modules: the low-temperature condensation and gas fractionation unit and auxiliary equipment unit. These technological modules consist of technological blocks that are completed with block-modules equipment full factory readiness. In calculations of material-heat balance were used design parameters APG of first, intermediate and final stage common for oil of Middle Ob Region. Analysis of calculations shows, that as a result of additional equipment CPF with system of low-temperature condensation of gas more than 50% of volume of low-pressure gas can be turned into marketable product. Moreover, partially drained stripped gas, returned to the first stage separation gas, slightly reduces the potential content of C_{3+} in it, in particular for gas composition accepted in the calculations from 323 to 316 g/m³.

The use of this technology will eliminate the problem of recycling of light liquid hydrocarbons formed during the preparation of oil and gas, i.e. exclude burning of valuable hydrocarbon products, and get extra profit through their monetization.

В настоящее время подготовка и использование нефтяного газа на объектах подготовки нефти осуществляются по следующей типовой технологии. Основной поток нефтяного газа отделяется на входной (первой) ступени сепарации и под собственным давлением направляется на близлежащий газоперерабатывающий завод (ГПЗ). Часть газа используется на собственные нужды (энергокомплекс, котельные, подогреватели и др.). Газ низкого давления, отделяемый на промежуточных и конечных ступенях сепарации, компримируется с помощью компрессорных станций до давления газа первой ступени и вместе с ним направляется потребителю [1].

Поскольку газ низкого давления является более жирным по сравнению с газом первой ступени, при компримировании и последующем транспорте из него выделяются легкие жидкие углеводороды (ЛЖУ), которые должны быть возвращены в нефть

М.Ю. Тарасов¹, К.Т.Н.,
Е.А. Клевцов¹,
И.З. Фахретдинов¹

¹ПАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС

Адрес для связи: tarasov@gtng.ru

Ключевые слова: нефтяной газ, легкие жидкие углеводороды, низкотемпературная конденсация и ректификация, сжиженные углеводородные газы

DOI: 10.24887/0028-2448-2018-3-74-76

(при однофазном транспорте газа на ГПЗ) либо в газ (при двухфазном транспорте газа на ГПЗ). Это создает трудности при транспорте газа и подготовке нефти, так как, с одной стороны, добавление ЛЖУ в товарную нефть повышает давление насыщенных паров нефти выше нормативного, с другой – транспорт ЛЖУ с газом приводит к образованию жидкостных пробок и остановке газопровода.

Проблема реализации ЛЖУ как самостоятельного продукта, добываемого с нефтью, в настоящее время не решена [2], поэтому, как правило, ЛЖУ сжигаются вместе с газом на факельных установках в пределах допустимого значения показателя сжигания (не более 5 % объема добытого нефтяного газа). В объем сжигания входят газы промежуточных и конечных ступеней сепарации (газы низкого давления), использование которых связано с необходимостью их компримирования, т.е. с дополнительными затратами на транспорт.

Проектными решениями предусматривается 100%-ная утилизация нефтяного газа, следовательно, вопрос использования ЛЖУ должен быть решен. Одним из перспективных технологических методов является частичная переработка нефтяного газа конечных ступеней с получением и реализацией товарных продуктов: сжиженных углеводородных газов (пропан-бутана технического (ПБТ), широкой фракции легких уг-

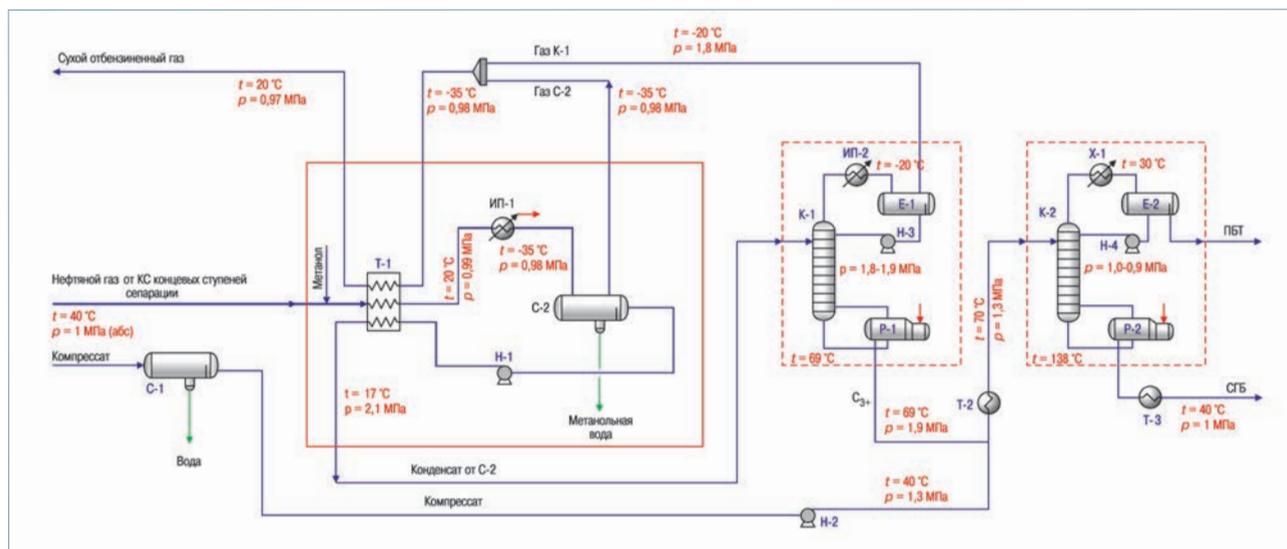


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема блочно-модульного комплекса по переработке газа промежуточной и конечной ступеней сепарации:

С-1, С-2 – сепараторы-разделители; Т-1 – холодильник; Т-2, Т-3 – нагреватели; К-1 – колонна-деэтанализатор; К-2 – колонна-дебутанизатор; ИП-1, ИП-2 – пропановые холодильники; Е-1, Е-2 – рефлюксные емкости; Н-1, Н-2 – насос соответственно конденсата и компрессата; Н-3, Н-4 – насосы орошения колонн; Р-1, Р-2 – ребойлеры; Х-1 – воздушный холодильник

леводородов (ШФЛУ), стабильного газового бензина (СГБ). Средний объем газов конечных ступеней сепарации в зависимости от объема обрабатываемой нефти и газового фактора может изменяться от 10 млн до 50 млн $\text{м}^3/\text{год}$, а потенциальное количество ЛЖУ (сжиженные углеводородные газы (СУГ), СГБ, ШФЛУ), оцениваемое по содержанию в газе углеводородов C_{3+} , может составлять 10–50 тыс. т/год.

Наиболее рациональной технологией получения ПБТ и СГБ на объектах подготовки нефти является низкотемпературная конденсация нефтяного газа (использование внешнего холода) с выделением ЛЖУ и последующей их низкотемпературной конденсацией и ректификацией (НТКР). В отличие от аналогичной технологии, применяемой на ГПЗ, не ставится задача достижения максимального выхода фракций C_{3+} из газа конечных ступеней, поэтому процесс может проходить при низком давлении, достаточном для возврата частично отбензиненного газа в газопровод и транспорта газа на ГПЗ в однофазном режиме. Принципиальная технологическая схема блочно-модульного комплекса (системы) подготовки и частичной переработки газа конечных ступеней сепарации (БМК ГКСС) приведена на рис. 1. Давление на входе в комплекс создается с помощью вакуумной компрессорной станции (ВКС), проектируемой в составе объекта подготовки нефти. Для частичной переработки компримируемого газа проектное давление ВКС должно быть выше проектного давления первой ступени сепарации не менее чем на 0,2 МПа.

Скомпримированный газ под давлением 1 МПа поступает в холодильник Т-1, где охлаждается до температуры 20°C обратным потоком конденсата от сепаратора-разделителя С-2, затем направляется для дальнейшего охлаждения в пропановый холодильник ИП-1. Компрессат поступает в сепаратор С-1 и после отделения воды насосом Н-2 направляется на вход ко-

лонны-дебутанизатора К-2. В пропановом испарителе ИП-1 газ охлаждается до температуры -35°C и поступает в трехфазный низкотемпературный сепаратор-разделитель С-2. Отсепарированный газ смешивается с газом деэтанализации из колонны К-1 и в виде сухого отбензиненного газа направляется на смешивание с потоком газа первой ступени сепарации. Углеводородный конденсат из сепаратора С-2 насосом Н-1 под давлением 2,1 МПа подается в холодильник Т-1, где его температура увеличивается до 17°C потоком входного газа, и далее направляется в среднюю часть деэтанализатора К-1.

Расчетный режим работы деэтанализатора:

- температура куба $69\text{--}70^\circ\text{C}$, давление 1,9 МПа, подогрев осуществляется горячим теплоносителем в ребойлере Р-1;
- температура верха -20°C , давление 1,8 МПа, охлаждение верха происходит в пропановом испарителе ИП-2.

Нижний продукт колонны после смешивания с компрессатом из сепаратора С-1 поступает в нагреватель Т-2, где нагревается до температуры 67°C , затем в колонну-дебутанизатор К-2.

Расчетный режим работы debutанизатора:

- температура куба $138\text{--}140^\circ\text{C}$, давление 1 МПа, подогрев осуществляется горячим теплоносителем в ребойлере Р-2;
- температура верха 30°C , давление 0,9 МПа, охлаждение верха происходит в воздушном холодильнике Х-1.

В debutанизаторе К-2 углеводородный конденсат разделяется на ПБТ и СГБ, которые под собственным давлением поступают в товарный парк.

При расчете материально-теплового баланса использованы параметры нефтяного газа первой, промежуточной и конечной ступеней, характерные для нефтей Среднего Приобья (табл. 1).

Таблица 1

Параметры газа	Степень разгазирования			Промежуточная и конечная ступени (газ от ВКС)
	первая	промежуточная	концевая	
Молярная концентрация, %: CO ₂	1,92	2,38	1,45	1,73
N ₂	1,15	0,40	0,04	0,15
метана	68,56	50,28	11,85	23,54
этана	11,81	17,22	16,40	16,40
пропана	10,46	18,33	35,64	30,38
изобутана	0,85	1,55	4,13	3,35
нормального бутана	2,93	5,42	15,56	12,47
изопентана	0,43	0,80	2,57	2,03
нормального пентана	0,73	1,36	4,50	3,55
остатка (гексан+высшие)	0,22	0,39	1,35	1,06
Давление (абс), МПа	0,8	0,4	0,105	
Температура, °С	40	40	40	
Содержание C ₃₊ , г/м ³	323	599	1430	1178
Газовый фактор, м ³ /т	52,82	3,50	7,99	11,49

Примечание. Суммарный газовый фактор составляет 64,31 м³/т.

Таблица 2

Поток	Расход
Сырье, м ³ /ч (млн м ³ /год):	
газ второй (промежуточной) ступени сепарации	399,1 (3,496)
газ КСУ	912,6 (7,994)
Всего	1311,7 (11,490)
Продукция по базовому варианту, кг/ч (тыс. т/год):	
ПБТ	1367,4 (11,979)
СГБ	142,9 (1,252)
Всего	1510,3 (13,231)
Сухой отбензиненный газ, м ³ /ч (млн м ³ /год)	556,3 (4,878)

Таким образом, предлагаемая технология позволяет решить проблему утилизации ЛЖУ, образующихся в процессе подготовки нефти и газа, а также частично или полностью компенсировать затраты на компримирование и подготовку нефтяного газа.

Принципиальная блок-схема блочно-модульного комплекса для подготовки и переработки газа конечных ступеней с привязкой к технологическим блокам ЦПС приведена на рис. 2. Блочно-модульный комплекс состоит из двух технологических модулей: модуля низкотемпературной конденсации и газодифракционирования; модуля вспомогательного оборудования. Эти технологические модули состоят из технологических блоков, которые комплектуются блоками-модулями оборудования полной заводской готовности.

В настоящее время в ПАО «Гипротюменнефтегаз» проработаны основные принципы создания блочно-модульного комплекса по переработке нефтяного газа и подтверждена возможность изготовления комплекса силами предприятий, входящих в бизнес-единицу «Нефтегазовое оборудование и проекты» Группы ГМС.

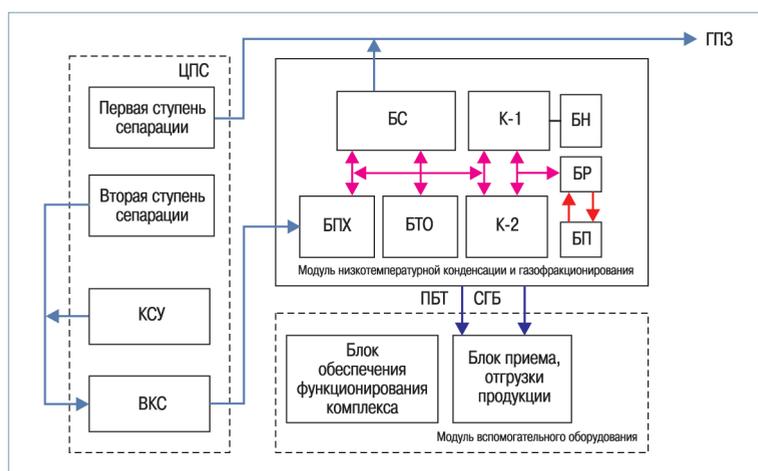


Рис. 2. Принципиальная технологическая блок-схема блочно-модульного комплекса для переработки нефтяного газа:

КСУ – концевая сепарационная установка; БПХ – блок пропанового холодильника; БТО – блок теплообменников; БС, БР, БП, БН – блок соответственно сепараторов, ребойлеров, подогревателей и насосов

Материальный баланс подготовки и переработки газа конечных ступеней методом НТКР при объеме подготовки нефти на центральном пункте сбора (ЦПС), равном 1 млн т/год, приведен в табл. 2.

Результаты расчетов показывают, что при дополнительном оснащении ЦПС (ВКС) системой (комплексом) низкотемпературной конденсации газа более 50 % объема низконапорного газа можно превратить в товарный продукт. При этом частично осушенный и отбензиненный газ, возвращаемый в газ первой ступени сепарации, незначительно снижает потенциальное содержание в нем фракций C₃₊ (с 323 до 316 г/м³).

Список литературы

1. Крамской А.А., Филиппов А.В. Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 10. – С. 60–64.
2. Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 96–99.

References

1. Kramskoy A.A., Filippov A.V., Associated gas of the last stages of separation. Compression of low-pressure APG (In Russ.), Neftgazovaya vertikal' = Oil & Gas Vertical, 2014, no. 10, pp. 60–64.
2. Tarasov M.Yu., Ivanov S.S., Reducing the loss of light liquid hydrocarbons at the oil fields (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 1, pp. 96–99.