

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СХЕМЫ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Ахметов Р.Ф., Герасимова Е.В., Сидоров Г.М., Евтюхин А.В.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия (450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1), e-mail:ahmetov.rustam2011@yandex.ru

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь легких углеводородов и неуглеводородные составляющие, такие как гелий, аргон, сероводород, азот, углекислый газ и т.д., которые под давлением растворены в нефти и выделяются при снижении давления во время нефтедобычи и подготовки нефти на промыслах. ПНГ нужно отделять от нефти для того, чтобы она соответствовала требуемым стандартам. Раньше ПНГ традиционно рассматривался не как ценный ресурс, а как побочный продукт нефтедобычи и сжигался на факелах. Сжигание попутного газа на факелах негативен как с экологических, так и финансовых соображений. Переработка попутного нефтяного газа позволяет достигать повышения рентабельности и эффективности производства. На большинстве российских заводов по переработке ПНГ происходит разделение его на легкие и тяжелые фракции. В работе представлены предложения по модернизации газодифракционирующей установки с целью увеличения выхода целевых продуктов. Обосновано внедрение дополнительной ректификационной колонны. Предложенная трехколонная схема переработки попутных газов позволяет добиться большей степени переработки и более эффективного использования ПНГ в качестве сырья для нефтехимии.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, нефтедобыча, утилизация, сжигание, факел, газодифракционирование.

IMPROVEMENT SCHEME OF FRACTIONATION ASSOCIATED PETROEUM GAS

Akhmetov R.F., Gerasimova E.V., Sidorov G.M., Evtyukhin A.V.

Ufa state petroleum technical university, Ufa, Russia (450062, Ufa, Cosmonauts, 1), e-mail:ahmetov.rustam2011@yandex.ru

Associated petroleum gas (APG) is a mixture of light hydrocarbons and non-hydrocarbon constituents such as helium, argon, hydrogen sulfide, nitrogen, carbon dioxide, etc. which are dissolved under pressure in oil and excels at reducing pressure during oil production and oil preparation on fisheries. APG should be separated from the crude oil in order to meet the required standards. APG has traditionally been used as a precious resource, and as a byproduct of oil production and were burned on flares. Gas flaring negative both environmental and financial considerations. Processing associated petroleum gas allows to achieve cost-effectiveness and efficiency gains. On most Russian plants for processing of Associated petroleum gas is splitting it into light and heavy fractions. The paper presents proposals for upgrading gas processing plants with a view to increase the yield of desired products. Justification the introduction of additional distillation columns. The proposed three column scheme of processing of associated gas to achieve greater and more effective use of processing Associated gas as a raw material for the petrochemical industry.

Keywords: associated petroleum gas, oil production, recycling, incineration, torch, gas fractioning.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь легких углеводородов и неуглеводородные составляющие, такие как гелий, аргон, сероводород, азот, углекислый газ и т.д., которые под давлением растворены в нефти. ПНГ выделяется при снижении давления во время нефтедобычи и подготовки нефти на промыслах. Попутный нефтяной газ нужно отделять от нефти для того, чтобы она соответствовала требуемым стандартам. Объем и состав ПНГ зависят от района добычи и от конкретных свойств месторождения. Как правило, в зависимости от района добычи вместе с 1 т сырой нефти получают от 25 до 800 м³ такого газа. Содержание газа до 200 м³ на 1 т нефти считается низким, 400–600 м³ – высоким. В

ряде случаев добыча нефти производится при аномально высоком содержании газообразных продуктов – до 2,5 тыс. м³ на 1 т нефти.

Попутный нефтяной газ раньше традиционно рассматривался не как ценный ресурс, а как побочный продукт нефтедобычи, наиболее простой способ утилизации которого – это факельное сжигание на нефтепромыслах.

Подобный подход негативен не только с позиции расточительства, но и с точки зрения экологии. При сжигании этого газа происходит большое количество вредных выбросов в атмосферу, что влечет за собой ухудшение состояния окружающей среды, отрицательно влияет на климат. Основная доля загрязнений окружающей среды в районах добычи приходится на продукты неполного сгорания углеводородов, оксиды азота, углерода, серу и сажу. Мельчайшие сажевые частички могут переноситься на большие расстояния и осажаться на поверхности земли. Кроме того, происходит тепловое загрязнение окружающей среды, что приводит к деградации почв и растительности вокруг факелов.

В последние годы мировое энергетическое, экологическое и деловое сообщества уделяют большое внимание проблеме утилизации попутного нефтяного газа как из-за экологических, так и финансовых соображений. С одной стороны, сжигание попутного газа в факелах дает около 1 % всех мировых выбросов парникового углекислого газа. С другой, это уничтожение ценных углеводородных природных ресурсов. Использование и утилизация попутного нефтяного газа для России актуальны, ввиду того, что наше государство, по данным Всемирного Банка, в лидерах списка стран с самыми высокими показателями сжигания ПНГ на факелах. Больше всего газа сжигается в труднодоступных местах добычи нефти Восточной и Западной Сибири [4,5].

Попутный нефтяной газ – важное сырье для энергетической и нефтехимической отраслей промышленности, для получения высокооктановых компонентов автомобильных бензинов и сжиженных углеводородных газов. Основным компонентом ПНГ является метан, доля которого превышает 60 %. Помимо этого – этан (7–8 %), пропан (около 13 %), нормальная и изомерная формы бутана (около 10 %), соединения пентана (4–5 %). Содержание гексана и соединений с большим числом атомов углерода, как правило, не превышает 1 % .

Переработка попутного нефтяного газа позволяет достигать повышения рентабельности и эффективности производства. Утилизация попутного нефтяного газа может происходить по-разному. Например, можно создать специальные энергетические установки, которые перерабатывают ПНГ для выработки энергоносителей, создать газохимические мощности для переработки попутного нефтяного газа или закачивать попутный газ в продуктивные пласты для того, чтобы повысить нефтеотдачу.

На большинстве российских заводов по переработке ПНГ происходит разделение ПНГ на легкие и тяжелые фракции. Легкие фракции – отбензиненный газ, подаются в распределительные сети и магистральные газопроводы. Тяжелые фракции – широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), поставляются на ГПЗ, НХК, где имеются газодифракционные установки, для выделения бутана, пропана, пентана, гексана и их смеси.

Развитие газонефтехимической переработки ПНГ может способствовать повышению экономической и экологической эффективности нефтяного сектора, развитию отрасли газонефтехимии и реализации государственных задач. С 2012 г. в соответствии с постановлением Правительства РФ «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» нефтедобывающие компании должны утилизировать не менее 95 % попутного нефтяного газа. Принятие данного постановления дало стимул для поиска решения проблемы рациональной утилизации ПНГ. Так, по данным Федеральной службы по надзору в сфере природопользования в 2012 году ведущими нефтедобывающими компаниями было утилизировано 48,1 млрд м³ и сожжено 14,5 млрд м³, а объем инвестиций составил до 19366 млрд р. [1-3, 6-9].

В связи с планом развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года одним из наиболее экономически эффективных способов утилизации ПНГ является его физико-химическая переработка на газодифракционирующих установках (ГФУ), которые целесообразнее строить вблизи крупных нефтяных и газовых месторождений. Продуктами переработки являются широкая фракция легких углеводородов, бензин газовый стабильный (далее БГС), сжиженные и сухие газы, технические углеводороды: этан, пропан, бутан.

В данной работе представлены предложения по модернизации газодифракционирующей установки на примере ООО «Терминал» с целью получения большего количества целевых продуктов. Сырьем установки является ПНГ, полученный на промысловых установках комплексной подготовки нефти и газа. Принципиальная схема установки представлена на рисунке 1.

В колонне К-1 установлена 41 ситчатая тарелка, давление в низу колонны поддерживается на уровне 2,4 МПа, на верху – 1,58 МПа. Температура внизу колоны 85 °С, на верху – 20 °С, температура в парциальном конденсаторе составляет -25 °С. На 25 тарелку колонны подается ПНГ с промысла при температуре 10 °С, давлении 2,5 МПа и массовым расходом 15,57 т/час. Состав сырья представлен в таблице 1.

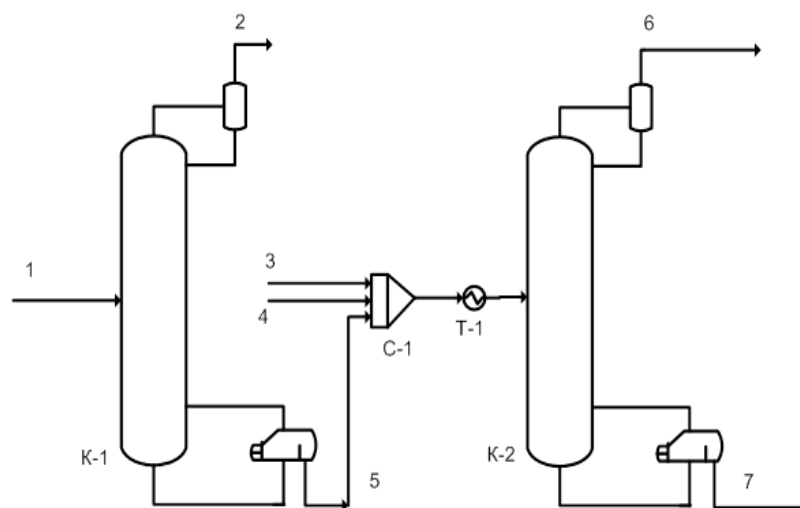


Рис.1. Принципиальная технологическая схема двухколонной схемы фракционирования ШФЛУ

1 – ПНГ с промыслов; 2 – легкие углеводороды; 3, 4 – ПНГ с промыслов; 5 – ШФЛУ; 6 – техническая пропан-бутановая фракция; 7 – бензин газовый стабильный. К-1 и К-2 – ректификационные колонны; С-1 – смеситель; Т-1 – теплообменник

Таблица 1

Состав сырья колонны К-1

Компонент	Мольная доля компонента в сырье
Метан	0,1405
Этан	0,0414
Пропан	0,3298
и-Бутан	0,0317
н-Бутан	0,0698
и-Пентан	0,0718
н-Пентан	0,0891
н-Гексан	0,1268
н-Гептан	0,0601
н-Октан	0,0035
н-Нонан	0,0126
н-Декал	0,0134
Бензол	0,0030
Толуол	0,0065
Сероводород	0

Моделирование колонны К-1 в программном комплексе UniSimDesign позволило рассчитать составы продуктов, а также энергозатраты на проведение процесса. Результаты представлены в таблице 2.

Температура потока, уходящего с верха колонны К-1, составила -25°C , давление 1,58 МПа, расход 1247 кг/ч. Температура ШФЛУ составила $121,8^{\circ}\text{C}$, давление 2,4 МПа, расход 14,32 т/ч.

ШФЛУ с низа колонны К-1 подается в смеситель С-1, куда также подается ПНГ с двух разных месторождений. Составы данных попутных газов представлены в таблице 3.

Таблица 2

Составы продуктов колонны К-1

Компонент	Состав газов, уходящих с верха колонны К-1	Состав ШФЛУ, уходящей с низа колонны К-1
	Мольная доля компонента	
Метан	0,6802	0
Этан	0,2003	0
Пропан	0,1195	0,3846
и-Бутан	0	0,0400
н-Бутан	0	0,0880
и-Пентан	0	0,0905
н-Пентан	0	0,1123
н-Гексан	0	0,1597
н-Гептан	0	0,0758
н-Октан	0	0,0044
н-Нонан	0	0,0158
н-Декан	0	0,0169
Бензол	0	0,0038
Толуол	0	0,0082
Сероводород	0	0

Таблица 3

Состав попутных газов, поступающих в смеситель С-1

Компонент	Попутные газы с первого месторождения	Попутные газы со второго месторождения
	Мольная доля компонента	
Метан	0,0012	0,0183
Этан	0,0389	0,0274
Пропан	0,0078	0,1372
и-Бутан	0,0896	0,1554
н-Бутан	0,0997	0,1829
и-Пентан	0,0917	0,1006
н-Пентан	0,0004	0,1189
н-Гексан	0,0100	0,0148
н-Гептан	0,1363	0,0104
н-Октан	0,0989	0,0170
н-Нонан	0,1387	0,0107
н-Декан	0,0954	0,1926
Бензол	0,0998	0,0089
Толуол	0,0915	0,0019
Сероводород	0,0001	0,0030

Полученная смесь охлаждается до 80 °С, с давлением 1,6 МПа, и подается на 15 тарелку колонны К-2 в количестве 18 т/ч. В колонне К-2 установлена 31 ситчатая тарелка, давление в низу колонны поддерживается на уровне 1,5 МПа, на верху – 1,3МПа. Температура внизу колоны 172°С, на верху – 73°С, температура в парциальном конденсаторе составляет - 63°С.

С верха колонны К-2 отводится пропан-бутановая фракция, с низа колонны – БГС. Мольные доли компонентов продуктов разделения представлены в таблице 4.

Таблица 4

Составы продуктов К-2

Компонент	Техническая пропан-бутановая фракция	Бензин газовый стабильный
	Мольная доля компонента	
Метан	0,0030	0
Этан	0,0111	0
Пропан	0,6497	0
и-Бутан	0,1044	0,0001
н-Бутан	0,1875	0,0014
и-Пентан	0,0367	0,1483
н-Пентан	0,0071	0,2026
н-Гексан	0	0,2762
н-Гептан	0	0,1555
н-Октан	0	0,0283
н-Нонан	0	0,0540
н-Декал	0	0,0765
Бензол	0	0,0261
Толуол	0	0,0310
Сероводород	0,0005	0

Температура ПБТ на выходе из колонны составляет 49,18 °С, расход 6500 кг/час.

Температура БГС – 63 °С, расход 11822 кг/ч.

Перспективное увеличение потребности в углеводородных газах обосновано маркетинговыми исследованиями. Углеводородные газы являются ценным сырьем для нефтехимических процессов и используются как энергетическое и бытовое топливо. Особенно рентабельным с экономической точки зрения является выпуск сжиженного газа для коммунально-бытового потребления. Также значительно расширилось применение сжиженных углеводородных газов в автотранспорте с целью экономии бензина.

В связи с вышесказанным предлагается внедрение третьей ректификационной колонны К-3. Схема с учетом усовершенствования показана на рисунке 2. Сырьем колонны является техническая пропан-бутановая фракция, уходящая с верха колонны К-2. Благодаря такому решению, осуществляется дальнейшая переработка технической пропан-бутановой фракции с получением таких товарных продуктов, как пропан технический (ПТ) и бутановая фракция (БФ).

Техническая пропан-бутановая фракция после охлаждения в аппарате воздушного охлаждения до 40°С подается на 15 тарелку колонны К-3. Давление в низу колонны составляет 1,2 МПа, а наверху 1 МПа, соответствующие температуры составляют 86 и 28°С. Составы продуктов разделения представлены в таблице 5.

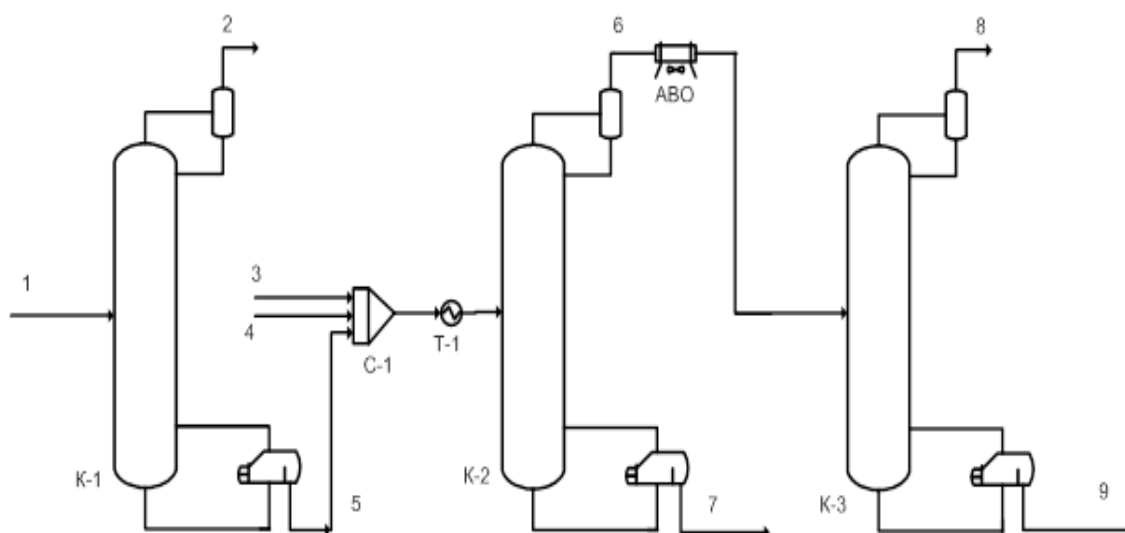


Рис.2. Принципиальная технологическая схема трехколонной схемы фракционирования ШФЛУ

1 – ПНГ с промыслов; 2 – легкие углеводороды; 3, 4 – ПНГ с промыслов; 5 – ШФЛУ;
 6 - техническая пропан-бутановая фракция; 7 – бензин газовый стабильный;
 8 – пропан технический (ПТ); 9 – бутановая фракция (БФ).
 К-1, К-2, К-3 – ректификационные колонны; С-1 – смеситель; Т-1 – теплообменник;
 АВО – аппарат воздушного охлаждения

Таблица 5

Составы продуктов колонны К-3

Компонент	Пропан технический	Бутановая фракция
	Мольная доля компонента	
Метан	0,0043	0
Этан	0,0156	0
Пропан	0,9400	0,0001
и-Бутан	0,0331	0,3093
н-Бутан	0,0070	0,6800
и-Пентан	0	0,0079
н-Пентан	0	0,0027
н-Гексан	0	0
Сероводород	0	0

Температура технического пропана на выходе из колонны К-3 составила 28 °С, массовый расход – 4025кг/ч. Температура и массовый расход бутановой фракции соответственно составили 88 °С и 2154 кг/ч.

Предложенная схема переработки попутных газов позволяет повысить выход целевых продуктов разделения и более эффективного использования ПНГ в качестве сырья для нефтехимии.

Список литературы

1. Андрейкина Л. В. Состав, свойства и переработка попутных нефтяных газов месторождений Западной Сибири: автореферат дисс. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2005.

http://www.ogbus.ru/authors/Andreykina/Andreykina_1.pdf.

2. Игитханян И.А., Богак Т.В. Эффективность методов переработки попутного нефтяного газа в России // Вестник Томского государственного педагогического университета. – 2014, № 8. – С.108-112.
3. Кирюшин П. А., Книжников А. Ю., Кочи К. В., Пузанова Т. А., Уваров С. А. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с.
4. Книжников А., Пусенков Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России. Ежегодный обзор проблемы в рамках проекта «Экология и Энергетика. Международный контекст». Вып. 1. – М., 2009.
5. Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России. Электрон. журнал. – М., 2012. <http://burneft.ru/2012-04>.
6. Коржубаев А.Г., Ламерт Д.А., Эдер Л.В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. – 2012. – № 4.
7. Костин А. «Популярная нефтехимия». <http://www.rupec.ru/library/3743>.
8. Мазепин Д.А., Шахвердиев Э.А. Экономические и экологические аспекты утилизации попутного нефтяного газа // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов. – 2013. – № 3. – С.37-41.
9. Что такое попутный нефтяной газ. URL:<http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas>.

Рецензенты:

Ахметов А.Ф., д.т.н., профессор, зав. кафедрой технологии нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа;

Гильмутдинов А.Т., д.т.н. профессор кафедры технологии нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Уфа.