



УДК 621.928

ТЕХНОЛОГИЯ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ**TECHNOLOGY FOR SEPARATION OF OIL WITH HIGH GAS FACTOR****Султанов Ратмир Родионович**

магистр,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
ratmir_rs94@mail.ru

Хафизов Айрат Римович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
hafizov57@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена технологией сепарации нефти с высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях. Рассматриваются разные варианты подготовки нефти и предлагается применение сепарационного блока СБВГ для нефти с высоким газовым фактором.

Ключевые слова: вода, высокий газовый фактор, газ, нефть, сепарация, сепарационный блок, технологическая схема.

Sultanov Ratmir Rodionovich

Master,
Ufa state petroleum technological university
ratmir_rs94@mail.ru

Hafizov Airat Rimovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Professor of development and operation gas
and oil and gas condensate fields,
Ufa state petroleum technological university
hafizov57@mail.ru

Annotation. The article focuses on the separation technology of oils with a high gas factor in oil and oil-gas condensate fields. It addresses different oil processing options and proposes the use of the separation block SBVG for oil with a high gas factor.

Keywords: water, high gas factor, gas, oil, separation, the separation unit, technological diagram.

В настоящее время на месторождениях с нефтенасыщенными подгазовыми зонами современные технологические схемы подготовки нефти не обеспечивают необходимого качества сепарации вследствие огромного количества газа, который поступает с нефтью на первую ступень сепарации [1].

Между тем, согласно постановлению правительства «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», где говорится, что данный показатель необходимо снизить до 5 % от общей добычи ПНГ [2].

В данный момент времени при подготовке нефти с высоким газовым фактором на месторождениях используют многоступенчатую сепарацию, для того чтобы использовать выделившийся газ на нужды предприятия.

В качестве примера рассмотрим Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, в которой применяют достаточно простую технологическую подготовку нефти.

Объектом исследования нашей работы является нефтегазовая смесь. На первоначальном этапе данная смесь поступает от низконапорных скважин. Затем через узел дополнительных работ поступает на площадку распределения потоков и подается на УПОГ, происходит предварительный отбор газа из нашей нефтегазовой смеси. Процесс связан с частичной дегазацией, вследствие транспортировки сырья от скважин до технологической площадки ЦПС.

Процесс сепарации нефти, газа и воды происходит на УПН. Нефть после УПОГ направляется в нефтегазовые сепараторы С-4/1 и С-4/2, а газ после предварительного отбора в газовые сепараторы СГ-1/1 и СГ-1/2, где в дальнейшем газ разделяется на две части: одна из которых направляется уже на СГ-2 для использования его в котельной и печах для подогрева нефти, а другая, оставшаяся часть газа, отправляется на компрессорную станцию КС, где его осушают, компримируют, подготавливают и используют в качестве газлифтного газа.

На второй ступени происходит дальнейшая сепарация нефти в С-5 и С-6 с отделением пластовой воды с помощью отстойников О-1 и О-2. Затем нефть направляется на концевую сепарационную установку, и в дальнейшем на хранение в РВС.

Данная технологическая подготовка сырья происходит также и на платформах шельфовых месторождений, но с наиболее усложненной технологией, вследствие применения трехступенчатой сепарации нефти с одновременным отстоем её от воды.

На рисунке 1 представлена технологическая схема установки подготовки нефти с высоким газовым фактором.

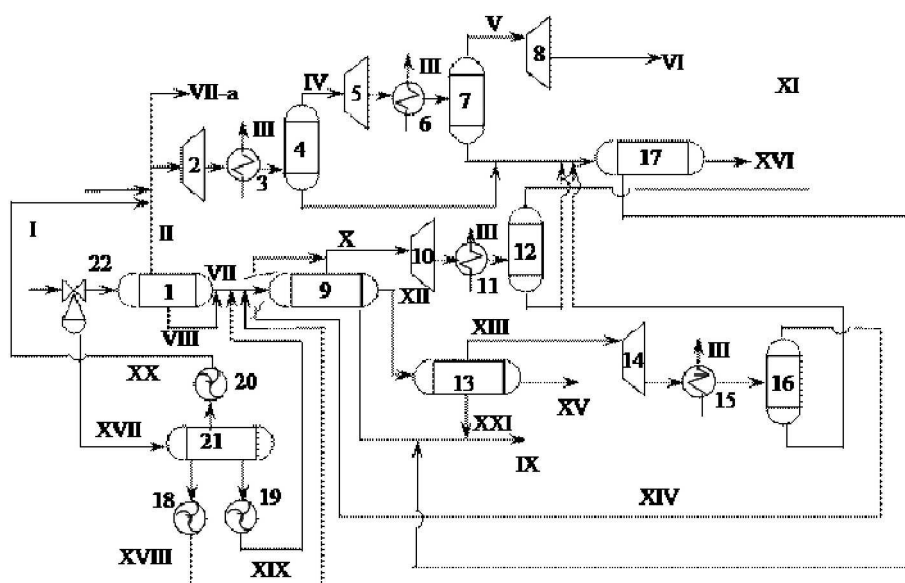


Рисунок 1 – Схема установки подготовки нефти с высоким газовым фактором

Подробное описание происходящих процессов по данной технологической схеме представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Описание процессов подготовки

I	продукция скважин	XI	компримированный газ второй ступени сепарации
II	газ первой ступени сепарации	XII	нефтяная фаза со второй ступени сепарации
III	морская вода	XIII	газ третьей ступени сепарации
IV	газ первой ступени компримирования	XIV	компримированный газ третьей ступени сепарации
V	газ второй ступени компримирования	XV	стабильная нефть в танкер
VI	газ в подводный трубопровод на берег	XVI	– конденсат
VII-a	газ на собственные нужды	XVII	продукция скважин на замер
VII	нефтяная фаза на вторую ступень сепарации	XVIII	водяная фаза с замерного сепаратора
VIII	водяная фаза с первой ступени сепарации	XIX	нефтяная фаза с замерного сепаратора
IX	вода со второй ступени сепарации	XX	газовая фаза с замерного сепаратора
X	газ второй ступени сепарации	XXI	водяная фаза с сепаратора третьей ступени

На каждой ступени газ компримируют, охлаждают и сепарируют, освобождая от конденсата и воды.

Далее продукция скважин, полученная от обработки газа, направляется на трехходовой кран – 22. Затем сырье транспортируется либо на сепаратор первой ступени, либо на замер в замерной сепаратор – 21 .

ЗС представляет собой трехфазный аппарат на нефтяной, газовой и водяной линиях. На этих линиях располагаются расходомеры – 18,19,20.

После замера и сепаратора первой ступени – 1 все три фазы направляются на нефтяную линию.

Затем происходит этап компримирования выделившегося газа. Данный этап включает две стадии, которые осуществляются при помощи компрессоров – 2 и 5. После каждого компрессора установлены охлаждающие теплообменник с морской водой – 3,6 и сепараторы для отделения сконденсировавшейся жидкости – 4,7.

Оставшийся газ окончательно дожмается компрессором – 8 и поступает либо на поддержание пластового давления, либо на берег. При этом, часть газа отводится на собственные нужды. Вся жидкость, которая сконденсировалась в сепараторах – 4,7, поступает в отстойник – 17.

Нефтяная фаза из сепаратора первой ступени – 1 направляется на вторую ступень сепарации в сепаратор – 9,а затем на третью ступень – 13.

Отделившаяся в сепараторе – 1 вода сбрасывается в нефтяную линию.

Выделившийся на второй ступени сепарации газ поджимается компрессором – 10, охлаждается морской водой в теплообменнике – 11 и делится в сепараторе – 12 на газ и жидкость.



Газ направляется в газовую линию сепаратора – 1, а жидкость сбрасывается в отстойник – 17.

Вода отводится на поглощение или на поддержание пластового давления.

На третьей ступени имеется так же компрессор для поджима – 14, вследствие чего сырье так же охлаждается морской водой в теплообменнике – 15 и отделяется от сконденсировавшейся жидкости в сепараторе – 16.

Оставшийся газ сбрасывается в линию газа второй ступени сепарации, а жидкость в отстойник – 17, в которой она делится на воду и конденсат. Далее вода сбрасывается в водяную линию, а конденсат выводится на берег самостоятельно или объединяется с газом [3].

Вода из сепаратора – 13 направляется в водяную линию сепаратора – 9.

Проблема сепарации нефти с высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях на сегодняшний день остаётся актуальной, так как качество сепарации на первой ступени не позволяет полностью отделить нефть от газа.

АО НТК «МодульНефтеГазКомплект» предлагает решить эту проблему с помощью установки сепарационных блоков СБВГ для нефти с высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях с размещением на кустах или перед входом в ДНС, УПН и мультифазных насосных станций.

При использовании такой технологии при подготовке нефти, качество сепарации нефти с высоким газовым фактором на первой ступени повысится, за счёт встроенного внутреннего циклонного сепаратора, а также уменьшится количество потерь.

Сепарационный блок СБВГ представлен на рисунке 2. Он предназначен для дегазации нефти с высоким газовым фактором от 200 до 3000 м³/м³ и предварительного сброса воды. В состав блока входит: внутренний циклонный сепаратор для разделения жидкой и газовой фаз, а так же аппарат – накопительная ёмкость. Входной циклонный сепаратор позволяет отделить до 99 % свободного газа и до 95 % воды от нефти. Производительность по жидкости и по газу составляет от 500 до 5000 м³/сут зависит от типа установки. Температура продукции может варьироваться от –3 до +30 °С, а температура окружающей среды от –60 до +50 °С, поэтому использование установки в южных и северных районах России выглядит целесообразным.

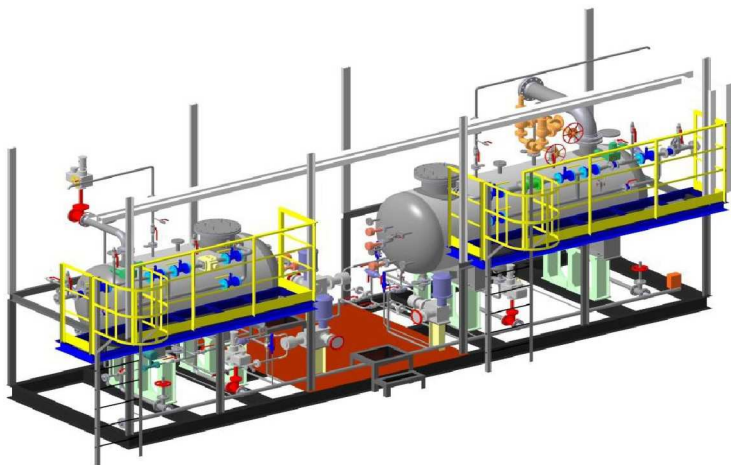


Рисунок 2 – Сепарационная установка для сепарации нефти с высоким газовым фактором

Установка сепарационного блока СБВГ позволит сократить затрат на металлоёмкость и повысит качество сепарации нефти с высоким газовым фактором. Данный сепарационный блок использует компания ОАО ТПП «Лукойл-Урайнефтегаз» на Тальниковском месторождениях [4].

Литература:

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. : Недра, 1977. –192 с.
2. URL – <http://glavteh.ru/сепарационные-установки-нефть-газ/> (дата обращения 09.12.2017).
3. URL – <http://libed.ru/knigi-nauka/> (дата обращения 10.12.2017).
4. URL – <http://www.mngk.ru/catalog/25/129/> (дата обращения 10.12.2017).

References:

1. Lutoshkin G.S. Collection and preparation of oil, gas and water. – M. : Nedra, 1977. –192 p.
2. URL – <http://glavteh.ru/separation-unit-oil-gas/> (date of access 09.12.2017).
3. URL – <http://libed.ru/knigi-nauka/> (date of access 10.12.2017).
4. URL – <http://www.mngk.ru/catalog/25/129/> (date of access 10.12.2017).