**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ**

**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧЕРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ**

**ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА**

**Кафедра**: «Разработка и эксплуатация

нефтяных месторождений»

**Курсовая работа**

**По курсу:** «Сбор и подготовка скважинной продукции»

**По теме:** «Расчет материального баланса дожимной насосной установки»

Выполнил: студент гр. НР-06-4

Королев С.С.

Проверил: Леонтьев С.А.

Тюмень 2010 г.

ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

# ЗАДАНИЕ

**на курсовую работу по курсу «Сбор и подготовка скважиной продукции»**

Ф.И.О. студента \_ Королев Сергей Сергеевич

Группа НР-06-4

Дата выдачи задания: 11 сентября 2010 г.

Срок представления работы: 29 ноября 2010 г.

Тема курсовой работы: **«Рассчитать материальный баланс дожимной насосной установки производительностью \_1.6\_ млн. т/год; годовая продолжительность 350 дней; обводненность сырой нефти \_35\_%мас.. Давление первой стадии сепарации \_1.0\_ МПа; температура первой стадии сепарации \_20\_ОС. Давление второй стадии сепарации \_0.5\_ МПа; температура второй стадии сепарации \_20\_ОС.»**

**Состав входящей нефти**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти (z), % мол. | Молекулярная масса (М), кг/кмоль |
| 1 | Диоксид углерода (СО) | 0,21 | 44 |
| 2 | Азот (N2) | 0,43 | 28 |
| 3 | Метан (СН) | 25,15 | 16 |
| 4 | Этан (СН) | 2,10 | 30 |
| 5 | Пропан (СН) | 5,17 | 44 |
| 6 | n-Бутан (n-СН) | 5,04 | 58 |
| 7 | i-Бутан (i-СН) | 2,20 | 58 |
| 8 | n-Пентан (n-СН) | 2,66 | 72 |
| 9 | i-Пентан (i-СН) | 1,12 | 72 |
| 10 | Гексан и выше (СН +) | 54,92 | 86 |
|  |  | 100 | - |

Перечень подлежащих разработке вопросов в расчетно-пояснительной записке:

* **Рисунок принципиальной технологической схемы объекта и ее описание.**
* **Описание и принцип действия типового аппарата**

**Расчет материальный баланс установки в целом и по стадиям**

Руководитель курсового проектирования,

доцент кафедры РЭНМ С.А.Леонтьев

Задание подшивается в пояснительную записку после титульного листа.

**СОДЕРЖАНИЕ**

|  |  |
| --- | --- |
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| 1 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ | 6 |
| 1.1 Общие сведения о системы сбора и подготовки | 6 |
| 1.2 Описание принципиальной технологической схемы дожимной насосной станции (ДНС) | 10 |
| 1.3 Принцип работы дожимной насосной станции (ДНС) | 12 |
| 2 ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ | 14 |
| 2.1  Описание установки подготовки нефти ”Хитер-Тритер” | 14 |
| 2.2 Принцип работы установки подготовки нефти ”Хитер-Тритер” | 17 |
| 3 расчет МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА дожимной насосной станции (днс) | 19 |
| 3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации | 20 |
| 3.2 Материальный баланс второй ступени сепарации | 26 |
| 3.3 Общий материальный баланс установки | 31 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 32 |

**ВВЕДЕНИЕ**

Добыча нефти и газа с технической точки зрения - это совокупность технологических процессов, осуществляемых на нефтегазодобывающих предприятиях для получения этих продуктов в определённом количестве и определённого качества.

Важнейшие из этих процессов - эксплуатация скважин, сбор, подготовка и транспорт нефти и газа.

Система сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях - это совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, пред­назначенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки её до пунктов подготовки нефти, газа и воды. [3]

Основными технологическими установками, входящими в состав системы сбора и подготовки, являются:

* дожимная насосная станция (ДНС);
* дожимная насосная станция с установкой предварительного сброса воды (ДНС с УПСВ);
* установка предварительного сброса воды (УПСВ);
* установка подготовки нефти (УПН), которая входит в состав ЦПС. [1]

Подготовка нефти и газа - это технологические процессы, осуществляемые с целью приведения их качества в соответствие с требованиями действующих стандартов и технических условий.

При подготовке нефти проводят её обезвоживание (отделение воды) обессоливание (удаление солей) или стабилизацию. При необходимости применяют сочетание этих процессов. Подготовленную нефть по магистральным нефтепроводам или в цистернах по железной дороге подают на нефтеперерабатывающие заводы и другим потребителям.

Газ подготавливают для его дальнейшего транспортирования по газопроводам, приведения его качества в соответствие с предъявляемыми

требованиями, определяемыми из условий безопасного использования его потребителями, а также с целью получения сырья для нефтехимии и других отраслей народного хозяйства.

Универсальной системы сбора нефти, газа и воды, т.е. такой, которую можно было бы эффективно применять на любом месторождении, не существует. Каждое месторождение имеет свои особенности, связанные с природно-климатическими условиями, размещением скважин, способами, объёмами добычи и физико-химическими свойствами нефти, газа и воды. Поэтому на каждом месторождении применяют такую систему сбора продукции скважин, которая наиболее приемлема для данного место­рождения. [3]

**1. ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

**1.1 Общие сведения о системы сбора и подготовки**

Сбор нефти на промысле осуществляют по системе, в общем случае состоящей из мерника, насоса, труб и сырьевых резервуаров нефтесборного пункта. Однако перечисленные элементы не всегда являются обязательными, состав их может быть меньшим, например, могут отсутствовать насос, сырьевые резервуары, а мерник представлять элемент так называемой индивидуальной или групповой установки, в которой, кроме определения производительности скважины, осуществляется также и сепарация газа [3].

Систему, в которой имеются индивидуальные установки, называют системой сбора нефти с индивидуальными установками, а систему, в которой имеются групповые установки, называют системой сбора нефти с групповыми установками. Если вместе с нефтью по одной трубе собирают газ, то такую систему называют системой совместного сбора нефти и газа или однотрубной, в отличие от системы, в которой нефть собирается по одной трубе, а газ – по другой. Наименование системы происходит от среды, перемещаемой по ней, а не от элемента, составляющего систему.

Система сбора нефти, в зависимости от требований нефтепереработки, может быть для каждого ее типа самостоятельной, исключающей смешение нефтей различных типов, добываемых на промысле. Иногда бывает целесообразно иметь на промысле отдельную систему для сбора необводненной нефти, что позволяет такую нефть, называемую чистой, сдать непосредственно нефтепроводному управлению, минуя процесс ее обезвоживания на нефтесборном пункте.

В зависимости от степени заполнения трубы нефтью системы разделяются на самотечные и напорные.

В самотечных системах движение нефти происходит под влиянием гравитационных сил, определяемых разностью вертикальных отметок в начале и конце системы. Если при этом в трубе имеется свободная поверхность нефти, то есть нефть движется неполным сечением, то такие системы называются свободносамотечными, а при отсутствии свободной поверхности – напорносамотечными. Чаще встречаются самотечные системы, в которых одни участки являются свободносамотечными, а другие – напорносамотечными. Самотечные системы применяются там, где рельеф местности позволяет обеспечить перемещение нефти под влиянием геометрической разности высот начального и конечного пунктов ее сбора, без применения насосов. Свободносамотечные участки труб являются наиболее маневренными в отношении их пропускной способности.

В напорных системах сбора нефти ее перемещение осуществляется принудительно под влиянием напора, развиваемого поршневым или центробежным насосами.

К напорным системам могут быть причислены системы, в которых движение нефти происходит под влиянием напора, создаваемого пластовой энергией, определяемой давлением в головке фонтанной скважины или в газосепараторе.

На старых месторождениях широко применяются негерметизированные двухтрубные самотечные системы сбора. Характерной особенностью самотечной системы является то, что жидкость после замерной установки движется за счет разности геодезических отметок начала и конца трубопровода, направляясь в промежуточные резервуары, что приводит к высоким потерям нефти от испарения (до 3-5 %).

Все новые месторождения обустраивают герметизированными системами сбора, подготовки и транспорта продукции скважин, позволяющими полностью исключить потери легких фракций нефти (рис. 1.1).

1

2

3

4

5

АЗГУ

АЗГУ

АЗГУ

ДНС

УКПН

РП

ГПЗ

УПВ

6

Рис. 1.1. Схема сбора и транспорта нефти:

1 – скважины, 2 – выкидные линии, 3 – сборный коллектор, 4 – газосборный коллектор, 5 – нефтесборный коллектор, 6 – водопровод

Продукция скважин по выкидным линиям поступает в автоматические групповые замерные установки (АЗГУ), где производится поочередное измерение количества добываемых из каждой скважины нефти, газа и воды. Затем по сборному коллектору 3 совместно продукция скважин направляется в дожимную насосную станцию (ДНС). На этом этапе давление нефти снижается от 1,0-1,5 МПа на устье скважин до 0,7 МПа на входе в ДНС. На ДНС производится первая ступень сепарации до 0,3 МПа. Отсепарированный газ под собственным давлением направляется на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а газонасыщенная нефть и вода по сборному коллектору 5 насосами перекачиваются на центральный пункт сбора (ЦПС). Здесь в установках комплексной подготовки нефти (УКПН) происходит окончательная стабилизация нефти и ее обезвоживание и обессоливание

Товарная нефть собирается в товарном резервуарном парке (РП). Вода, пройдя установку подготовки воды (УПВ), закачивается в пласт для поддержания в нем давления. Газ поступает на ГПЗ, где из него выделяются тяжелые углеводороды и «сухой» газ. Газ компрессорами подается в магистральный газопровод. Жидкая часть разделяется на сжиженный углеводородный газ (СУГ) и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), которые по магистральным нефтепродуктопроводам или по железной дороге направляются потребителям.

К современным системам сбора, транспорта и подготовки нефти должны предъявляться основные требования: высокая экономичность системы в части ее металлоемкости, стоимости капитальных вложений и эксплуатационных расходов; полная герметизация системы сбора нефти и газа по всему пути движения от скважины до пунктов их подготовки; ввод в эксплуатацию участков промысла до окончания строительства всего комплекса сооружений; малообъектность и надежность в эксплуатации; возможность автоматизации и телемеханизации объектов; возможность снижения протяженности автомобильных дорог, уменьшение расхода служебного транспорта; сокращение эксплуатационного персонала; возможность более полного использования ресурсов нефтяных газов, извлекаемых с нефтью и др.

На основании этих требований промысловые системы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и пластовой воды должны рассматриваться как единая технологическая система со взаимосвязанными системами-процессами, охватывающая не только отдельный промысел, но и целый нефтедобывающий район. На промыслах должно быть минимальное число объектов, при концентрации всех основных из них на пункте сбора.

При решении этих задач необходимо соблюдение следующих условий.

Максимальное использование избытка пластовой энергии либо напора, создаваемого глубинными насосами, достаточного для транспорта продукции скважин до центральных пунктов сбора, либо дожимных насосно-сепарационных установок.

Применение однотрубного транспорта нефти и газа от скважин до сепарационных установок либо центральных пунктов сбора.

Применение многоступенчатой сепарации нефти с последующим бескомпрессорным транспортом газа первой ступени сепарации и транспорта газонасыщенной нефти до пунктов сбора и подготовки, позволяющее полностью исключить из нефтепромыслового хозяйства компрессорные станции, мелкие пункты сбора и ряд других технологических объектов.

Размещение концевых сепарационных установок на центральном пункте сбора в непосредственной близости от объектов подготовки нефти, газобензиновых заводов и районных компрессорных станций, позволяющее более полно и рационально использовать наиболее ценную часть ресурсов попутных газов и более квалифицированно осуществить подготовку нефти. [3]

* 1. **Описание принципиальной технологической схемы дожимной насосной станции (ДНС)**

Дожимные насосные станции (ДНС) применяются в тех случаях, если на месторождениях (группе месторождений) пластовой энергии недостаточно для транспортировки нефтегазовой смеси до установок предварительного сброса воды (УПСВ) или цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН). Обычно ДНС применяются на отделенных месторождениях.

Дожимные насосные станции предназначены для сепарации нефти от газа, очистки газа от капельной жидкости, дальнейшего отдельного транспортирования нефти центробежными насосами, а газа – под давлением сепарации. В зависимости от пропускной способности по жидкости существует несколько типов ДНС.

Дожимная насосная станция состоит из следующих блоков:

* буферной емкости;
* сбора и откачки утечек нефти;
* насосного блока;
* свечи аварийного сброса газа.

Все блоки ДНС унифицированы. В качестве буферной емкости применяются горизонтальные нефтегазовые сепараторы (НГС) объемом 50куб.м. и более. ДНС имеет резервную буферную емкость и насосный агрегат. Технологической схемой ДНС буферные емкости предназначены:

* для приема нефти в целях обеспечения равномерного поступления нефти к приему перекачивающих насосов;
* сепарация нефти от газа;
* поддержание постоянного подпора порядка 0,3 – 0,6 МПа на приеме насосов.

Для создания спокойного зеркала жидкости внутренняя плоскость буферной емкости оборудуется решетчатыми поперечными перегородками. Газ из буферных емкостей отводится в газосборный коллектор.

Насосный блок включает в себя несколько насосов, систему вентиляции, систему сбора утечек жидкости, систему контроля технологических параметров и систему отопления. Каждый насос имеет электродвигатель. Система контроля технологических параметров оборудуется вторичными датчиками, с выводом показаний приборов на пульт управления в операторской ДНС. В насосном блоке предусмотрено несколько систем защит при отклонении параметров работы насосов от режимных.

1. Автоматическое отключение насосов при при аварийном снижении или увеличении давления в нагнетательной линии. Контроль осуществляется с помощью электроконтактных манометров.
2. Автоматическое отключение насосов при аварийном увеличении температуры подшипников насосов или электродвигателя. Контроль осуществляется с помощью датчиков температуры.
3. Автоматическое перекрытие задвижек на выкиде насосов в случае их отключения.
4. Автоматическое включение вытяжной вентиляции при превышении предельно допустимой концентрации газа в насосном помещении, при этом насосы должны автоматически отключаться.

Блок сбора и откачки утечек состоит из дренажной емкости объемом 4 – 12 куб.м., оборудованной насосом НВ 50/50 с электродвигателем. Этот блок служит для сбора утечек от сальников насосов и от предохранительных клапанов буферных емкостей. Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется на приеме основных технологических насосов. Уровень в емкости контролируется с помощью поплавковых датчиков, в зависимости от заданного верхнего и нижнего уровней.

Процесс предварительного обезвоживания нефти должен предусматриваться при обводненности поступающей продукции скважин не менее15-20% и осуществляться, как правило, без дополнительного нагрева продукции скважин м применением деэмульгаторов, высокоэффективных при умеренных и низких температурах процесса предварительного обезвоживания нефти.

Предварительное обезвоживание нефти должно преимущественно осуществляться в аппаратах для совместной подготовки нефти и воды. При этом сбрасываемые пластовые воды должны иметь качество, как правило, обеспечивающее их закачку в продуктивные горизонты без дополнительной очистки (предусматривается только дегазация воды). [1]

* 1. **Принцип работы дожимной насосной станции (ДНС)**

Нефть от групповых замерных установок поступает в буферные емкости, сепарируется, затем подается на прием рабочих насосов и далее в нефтепровод. Отсепарированный газ под давлением через узел регулировки давления поступает в промысловый газосборный коллектор. По газосборному коллектору газ поступает на газокомпрессорную станцию или на установку компримирования природного газа (УКПГ). Расход газа замеряется камерной диафрагмой, устанавливаемой на общей газовой линии. Уровень нефти в буферных емкостях поддерживается при помощи поплавкового уровнемера и электроприводной задвижки, расположенной на напорном нефтепроводе. При превышении максимально допустимого уровня жидкости в НГС датчик уровнемера передает сигнал на устройство управления электроприводной задвижки, она открывается, и уровень в НГС снижается. При снижении уровня ниже минимально допустимого электроприводная задвижка закрывается, обеспечивая тем самым увеличение уровня жидкости в НГС. Для равномерного распределения нефти и давления буферные емкости соединены между собой перепускной линией.

На каждой ДНС должны находиться технологическая схема и регламент работы, утвержденные техническим руководителем предприятия. Согласно этим нормативным документам производится контроль над режимом работы ДНС. [1]

Принципиальная схема установки представлена на рисунки 1.2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | | | |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | ГВД на УКПГ | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  | ГС |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | ГНД | |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| скважинная |  |  |  | |  |  |  |  |  | С-2 | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| продукция | | | | С-1 |  |  | |  |  |  |  |  |  |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Разгазированная | | | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Н-1 | | | скважинная | | | | | | |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | продукция | | | | | |  |  |  |

Рис. 1.2. Принципиальная схема дожимной насосной станции (ДНС) Оборудование: С-1; С-2 – нефтегазосепараторы (НГС), ГС – газосепараторы; Н-1 – центробежный насос. Потоки: ГВД на УКПГ – газ высокого давления на установку комплексной подготовки газа, ГНД – газ низкого давления

**2. ОПИСАНИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ**

**2. 1 Описание установки подготовки нефти ”Хитер-Тритер”**

Водонефтяная эмульсия, поступающая с кустов скважин, трудно поддается разделению на фазы за счет только лишь гравитационной силы. Для решения этой проблемы нагревают жидкость и создают дополнительные условия, для сепарации используя установку «Хитер-Тритер». Каждый комплект оборудования состоит из горизонтальной емкости, блока управле­ния и компьютерной мониторинговой системы. Емкость рассчитана на производительность 5000 тонн в сутки. Разделение продукции достигается за счет прохода жидкости по жаровым трубам, далее через блок пластин, на которых нефть и вода образуют крупные капли. После сварочных работ стальная емкость прошла испытание теплом и давлением с полуторакрат-ным запасом от проектного (7 кг/см2). Установка рассчитана для работы при температуре окружающей среды от -43\*С до 149\*С. С торца емкости находится блок управления с обвяз­кой и приборами для контроля, измерения и управления потоками жидкости в емкости.

Установки такого типа успешно применяются как для тяжелых нефтей, так и для легких, с содержанием пластовой воды в нефти до 95%. Каждая такая установка разрабатывается индивидуально, в зависимости от физико-химической композиции обрабатываемой нефти, с тщательным подбором ее тепловой мощности и времени продолжительности процесса отстоя/обработки.

Имеется ряд существенных преимуществ использования одной комплексной установки такого типа для одновременной сепарации нефти, газа и воды:  
 1. Сепарация газа происходит при существующем давлении поступаемой нефти со скважины, что является оптимальным фактором при подборе компрессора, его входного давления и его мощности.  
 2. Перечень необходимого оборудования для подготовки нефти сводится к минимуму, упрощая работу операторов и повышая при этом стабильность работы оборудования, что является особенно существенным для удаленных промыслов, на которых не всегда имеется постоянный обслуживающий персонал.  
 3. Комплексная установка для одновременной сепарации нефти, газа и воды может полноценно функционировать без сбоя, независимо от объёма поступаемой нефти и ее давления , так как постоянно контролируется современной автоматической системой управления РLС (програмно-логический контроллер), включающий высокоэффективный электронный детектор интерфейса нефть/ вода и автоматический регулятор обратного давления.

4. Нагреватель в комплексной установке подготовки нефти констукции Малони (хитер-тритер / деэмульсатор) состоит из специально разработанной нагревательной секции с жаровыми трубами типа "Двойного Потока" и является более эффективным и более надежным, чем раздельный огневой подогреватель прямого нагрева. В раздельном подогревателе прямого нагрева стандартного типа, где жаровые трубы находятся постоянно в среде отделившейся свободной пластовой воды, поступаемой из сепаратора первой ступени, при уменьшении ее объёма (в виду уменьшения поступаемой на обработку эмульсии или каких-либо проблемах в сепараторе первой ступени) и наличия постоянных высоких температур, создается значительный риск перегрева огневых труб, выпаривание жидкости в пар высокого давления, что может привести к опасной аварийной ситуации.  
В отличии от этого, в установке конструкции Малони, жаровые трубы никогда не находятся в среде отделившейся свободной пластовой воды, а умеренная теплопередача от жаровых труб, расположенных в нефтяной фазе, обеспечивает равномерный нагрев нефтяной фазы.  
 5. Одной из существенных особенностей Комплексной установки Хитер Тритер / деэмульсатор является применение определенного набора секций коалесценции типа "Очистное Соединение" ("Сlеап Кnit" - патент Маlопеу) - для нефтяной фазы - и одна или несколько секций типа "Разделительные/отбойные пластины" ("Interceptor Рlаtе" - патент Маlопеу) - для водяной фазы, которые являются высокоэффективным фактором сепарации нефти и воды и доведения качества их очистки до стандартных требований (базовое содержание воды в нефти - не более 5%).  
Секции обоих типов (или только одного типа) могут комплектоваться в различные комбинации, в зависимости от состава поступаемой эмульсии и требований к подготовленной нефти и воде. Благодаря применению таких секций, конструктивные габаритные размеры установок подготовки нефти типа "хитер-тритер" могут быть намного меньше стандартного/классического типа деэмульсаторов и отбойных сепараторов.

Для обеспечения функциональной надежности и продолжительной безопасной работы установки подготовки нефти, ее конструкция имеет ряд специфических особенностей:  
 1. Двойная (дублированная) система жаровых труб (2 х 75 % тепловой мощности) - т.е. при выводе на ремонт одной жаровой трубы, вторая будет обеспечивать работу установки в режиме 75 % проектной тепловой мощности.  
 2. Полная защита от коррозии, состоящая из внутреннего эпоксидного покрытия всей внутренней поверхности сосуда и протекторных анодов в водной фазе. Все внутренние части, которые не могут быть покрыты антикоррозийным составом (за исключением жаровых труб), сделаны из нержавеющей стали.  
 3. Современная система контроля для управления работы горелки, электронная детекция интерфейса нефть/вода, регулирование давления - все это обеспечивает непрерывный текущий контроль и управление всеми рабочими функциями установки независимо от ее расположения.  
 4. Техническое обслуживание и профилактический осмотр установки, проводимый примерно один раз в два года, заключается в проведении внутреннего и наружного осмотра сосуда и инспектирования состояния его деталей и антикоррозионного покрытия. В случае необходимости вытаскивания жаровых труб из сосуда и их обратной установки, установка подготовки нефти оборудована специальным тельферным роликовым приспособлением, позволяющим легко и быстро произвести эти операции.

* 1. **Принцип работы установки подготовки нефти**

**”Хитер-Тритер**”

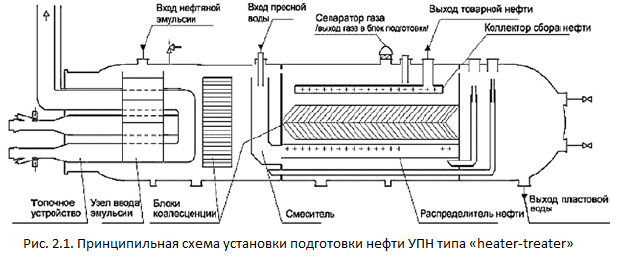
Процесс обработки нефти, осуществляемый на установках подготовки нефти конструкции Малони, базируется на многолетней апробированной конструктивной практике, которая использует единую комплексную установку – Хитер Тритер (сепаратор / деэмульсатор с подогревом), осуществляющий одновременно сепарацию нефти, газа и воды.

Жидкость и попутный газ поступают в установку через входной штуцер, расположенный наверху емкости. Далее во входном отсеке происходит отделение газа от жидкости. Выде­лившийся газ поднимается и через экстрактор влаги поступает в выпускной газовый патру­бок. В экстракторе влаги вся жидкость в газе коагулируется и соединяется с жидкой фазой внизу емкости. Далее газ проходит через клапан-регулятор, контролирующий рабочее дав­ление и уровень нефти в установке.

Жидкость попадает на входной зонт – распределитель потока аппарата, по которому сте­кает с выделением свободной воды, и собирается в нижней части под жаровыми трубами.

Температура в жаровых трубах и топке поддерживается путем сжигания попутного газа, который поступает с узла подготовки топливного газа. Регуляторы и приборы, обеспечива­ющие контроль за пламенем и температурой, установлены в блоке управления.

Более стойкая эмульсия поднимается и нагревается вокруг жаровых труб, в процессе чего происходит ее быстрое разрушение. Коагулированные капли воды оседают и соединяются со свободной водой в нижней части аппарата. А объединяющиеся капли нефти поднимаются выше и через специальные перегородки попадают на коалесцирующие фильтры (коалесоры).



Фильтры состоят из пакета специальных полипропиленовых профилированных пластин, рас­положенных друг над другом. В ламинарном режиме потока капельки нефти поднимаются к вер­хнему слою коалесора, образуя нефтяную пленку. Применение рифленых пластин, расположен­ных рядом друг с другом, создает большую коагуляционную площадь, на которой собираются капельки нефти. Эта секция способствует большему столкновению капель с образованием круп­ных глобул. Собравшаяся нефть поднимается наверх к нефтяной фазе, а вода, под действием силы тяжести, оседает в нижней части емкости. Обезвоженная нефть продолжает подниматься наверх и перетекает в сборный карман, откуда через патрубок выводится из аппарата.

Вода, выделившаяся из эмульсии в жаровой секции и в коалесоре, оседает на дно ем­кости и соединяется со свободной водой. Затем вода движется по дну к концу аппарата и выходит из него через два патрубка сброса пластовой воды. (рис 2.1.) [2]

1. **РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ (ДНС)**

Исходные данные для расчета:

Годовая производительность установки по товарной нефти -1600000 тонн/год

Обводненность сырой нефти – 35%

Давление первой стадии сепарации – 1.0 МПа

Температура первой стадии сепарации – 20ОС.

Давление второй стадии сепарации – 0.5 МПа;

Температура второй стадии сепарации – 20ОС.

Компонентный состав нефти приведен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Комплексный состав нефти

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти , % мол. |
| 1 | Диоксид углерода (СО) | 0,21 |
| 2 | Азот (N2) | 0,43 |
| 3 | Метан (СН) | 25,15 |
| 4 | Этан (СН) | 2,10 |
| 5 | Пропан (СН) | 5,17 |
| 6 | n-Бутан (n-СН) | 5,04 |
| 7 | i-Бутан (i-СН) | 2,20 |
| 8 | n-Пентан (n-СН) | 2,66 |
| 9 | i-Пентан (i-СН) | 1,12 |
| 10 | Гексан и выше (СН +) | 54,92 |
|  | Итого | 100 |

**3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации**

Технологией подготовки нефти предусмотрено, что термодинамические параметры работы рассматриваемого блока соответствует абсолютному давлению и температуре, равных соответственно

Р=1.0 МПа; t=20 ОС

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях (0,6 – 1,1МПа) с достаточным для практических целей точностью можно производить по закону Рауля – Дальтона:

 (3.1)

где - мольная доля i-го компонента в образовавшейся газовой фазе, находяйщейся в равновесии с жидким остатком.; - мольная доля этого же компонента в жидком остатке; - константа фазового равновесия i-го компонента при условии сепарации (в рассматриваемом случае при давлении Р=1.0 МПа и температуре t=20 ОС).

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

 (3.2)

где  - мольная доля i-го компонента в исходной эмульсии;

 - мольная доля отгона.

Поскольку  то по уравнению (3.2) получим:

 (3.3)

Уравнение (3.3) используется для определения методом последовательного приближения мольной доли отгона , при заданных составе исходной смеси , давлении и температуре сепарации.

При расходе нефтяной эмульсии - 1600000 тонн/год часовая производительность установки составит:

т/ч

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия () с учетом условий сепарации приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Исходные данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти (z), % мол. | Молекулярная масса (М), кг/кмоль |  |
| 1 | Диоксид углерода (СО) | 0,21 | 44 | 21,3 |
| 2 | Азот (N2) | 0,43 | 28 | 52,6 |
| 3 | Метан (СН) | 25,15 | 16 | 23,28 |
| 4 | Этан (СН) | 2,10 | 30 | 3,72 |
| 5 | Пропан (СН) | 5,17 | 44 | 0,83 |
| 6 | n-Бутан (n-СН) | 5,04 | 58 | 0,28 |
| 7 | i-Бутан (i-СН) | 2,20 | 58 | 0,39 |
| 8 | n-Пентан (n-СН) | 2,66 | 72 | 0,06 |
| 9 | i-Пентан (i-СН) | 1,12 | 72 | 0,08 |
| 10 | Гексан и выше (СН +) | 54,92 | 86 | 0,016 |
|  |  | =100 | - | - |

Составим уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти:





















Путем подбора определим такую величину , при которой выполняется условие:



Подбор величины приводится в табл. 3.3

Таблица 3.3

Определение мольной доли отгона N

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | N'= 26,63 | N'=26,4 | N'=26 |
| Диоксид углерода (СО) | 0,0069 | 0,0070 | 0,0071 |
| Азот (N2) | 0,0153 | 0,0154 | 0,0156 |
| Метан (СН) | 0,8444 | 0,8507 | 0,8619 |
| Этан (СН) | 0,0453 | 0,0454 | 0,0457 |
| Пропан (СН) | 0,0449 | 0,0449 | 0,0448 |
| n-Бутан (n-СН) | 0,0174 | 0,0174 | 0,0173 |
| i-Бутан (i-СН) | 0,0102 | 0,0102 | 0,0101 |
| n-Пентан (n-СН) | 0,0021 | 0,0021 | 0,0021 |
| i-Пентан (i-СН) | 0,0011 | 0,0011 | 0,0011 |
| Гексан и выше (СН +) | 0,0119 | 0,0118 | 0,0118 |
| Σ Yi | 1,0000 | 1,0064 | 1,0180 |

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 26,63 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчет приведён в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярный состав сырой нефти zi' | Газ из сепаратора | | Нефть из сепар.  Nноi=zi'-Nгоi | Xi'=((zi'-Nгоi)/Σ(zi'-Nгоi))\*100, % |
| Молярная концентр. Yi' | Моли  Nгоi=N'\*Yi' |
| СО | 0,21 | 0,007 | 0,18 | 0,024 | 0,03 |
| N2 | 0,43 | 0,015 | 0,41 | 0,021 | 0,03 |
| СН | 25,15 | 0,844 | 22,45 | 2,661 | 3,63 |
| СН | 2,1 | 0,045 | 1,20 | 0,893 | 1,22 |
| СН | 5,17 | 0,045 | 1,20 | 3,973 | 5,41 |
| n-СН | 5,04 | 0,017 | 0,46 | 4,575 | 6,23 |
| i-СН | 2,2 | 0,010 | 0,27 | 1,927 | 2,62 |
| n-СН | 2,66 | 0,002 | 0,06 | 2,603 | 3,55 |
| i-СН | 1,12 | 0,001 | 0,03 | 1,088 | 1,48 |
| СН + | 54,92 | 0,011 | 0,32 | 54,603 | 74,42 |
| Итого | 100 | 1,000 | Σ Nгоi =26,63 | 73,370 | 100 |

Баланс по массе в расчете на 100 молей сырой нефти приведен в табл. 3.5

Таблица 3.5

Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярный состав сырой нефти zi' % | Массовый состав сырой нефти  Mci=zi'\*Mi' | Массовый состав газа из  сепаратора  Mгi=Nгоi\*Mi' | Массовый состав нефти из  сепаратора  Mнi=Mгсi-Mгi | Масса выде-ливщегося газа, относительно сырой нефти  Rгi=(Mгi/Mci)\*100, % |
| СО | 0,21 | 9,24 | 8,18 | 75,60 | 88,54 |
| N2 | 0,43 | 12,04 | 11,44 | 137,74 | 95,02 |
| СН | 25,15 | 402,4 | 359,81 | 144789,53 | 89,41 |
| СН | 2,1 | 63 | 36,19 | 2280,17 | 57,45 |
| СН | 5,17 | 227,48 | 52,66 | 11979,68 | 23,15 |
| n-СН | 5,04 | 292,32 | 26,97 | 7882,80 | 9,22 |
| i-СН | 2,2 | 127,6 | 15,82 | 2018,88 | 12,41 |
| n-СН | 2,66 | 191,52 | 4,08 | 781,74 | 2,13 |
| i-СН | 1,12 | 80,64 | 2,27 | 183,48 | 2,82 |
| СН + | 54,92 | 4723,12 | 27,27 | 128795,99 | 0,58 |
| Итого | 100 | ΣMci= 6129,36 | ΣMгi=544,70 | Σ 298925,63 | ΣRгi= 8,88 |

 - массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:





Плотность газа:



Плотность газа при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 0 ОС):



Таблица 3.6

Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярная концентрация | Молекуляр-ная масса  (Mi) | Массовый состав  Мср | Содержание тяжелых углеводородов  г/м3 |
| Диоксид углерода (СО) | 0,0007 | 44 | 1,50 | - |
| Азот (N2) | 0,0153 | 28 | 2,10 | - |
| Метан (СН) | 0,8444 | 16 | 66,07 | - |
| Этан (СН) | 0,0453 | 30 | 6,64 | - |
| Пропан (СН) | 0,0449 | 44 | 9,67 | 821,99 |
| n-Бутан (n-СН) | 0,0174 | 58 | 4,95 | 420,91 |
| i-Бутан (i-СН) | 0,0102 | 58 | 2,90 | 246,96 |
| n-Пентан (n-СН) | 0,0021 | 72 | 0,75 | 63,71 |
| i-Пентан (i-СН) | 0,0012 | 72 | 0,42 | 35,51 |
| Гексан и выше (СН +) | 0,0120 | 86 | 5,00 | 425,64 |
| Итого | 1,0000 | - | 100,00 | 2014,73 |

В блоке сепарации от сырой нефти отделяется только газ. Исходя из этого составим материальный баланс блока сепарации с учетом обводненности нефти.

Сырая нефть имеет обводненность 35% масс. Количество безводной нефти в этом потоке составит

т/ч.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:



т/ч.

т/ч,

т/ч.

Правильность расчета материального баланса определится выполнением условия:

;

т/ч;

;

т/ч.

Уравнение выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Материальный баланс сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Приход | | | Расход | | | |
|  | % масс | т/ч | т/г |  | % масс | т/ч | т/г |
| Эмуль-сия |  |  |  | Эмуль-сия | 94,23 |  |  |
| в том числе: |  |  |  | в том числе: |  |  |  |
| нефть | 65 | 123,8 | 1039920 | нефть | 62,85 | 112,8 | 947520 |
| вода | 35 | 66,66 | 560079 | вода | 37,15 | 66,66 | 560079 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 179,46 | 1507599 |
| ИТОГО | 100 | 190,47 | 1600000 | Газ | 5,77 | 11 | 92400 |
| ИТОГО | 100 | 190,47 | 1600000 |

**3.2 Материальный баланс второй ступени сепарации**

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

Р=0,5 МПа; t=20 ОС

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия () с учетом условий сепарации приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Исходные данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти (z), % мол. | Молекулярная масса (М), кг/кмоль |  |
| 1 | Диоксид углерода (СО) | 0,03 | 44 | 42,5 |
| 2 | Азот (N2) | 0,03 | 28 | 105,2 |
| 3 | Метан (СН) | 3,63 | 16 | 46,56 |
| 4 | Этан (СН) | 1,22 | 30 | 7,44 |
| 5 | Пропан (СН) | 5,41 | 44 | 1,67 |
| 6 | n-Бутан (n-СН) | 6,23 | 58 | 0,56 |
| 7 | i-Бутан (i-СН) | 2,62 | 58 | 0,79 |
| 8 | n-Пентан (n-СН) | 3,55 | 72 | 0,11 |
| 9 | i-Пентан (i-СН) | 1,48 | 72 | 0,15 |
| 10 | Гексан и выше (СН +) | 74,42 | 86 | 0,032 |
|  |  | 100 | - | - |

Составим уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти:





















Путем подбора определим такую величину , при которой выполняется условие:



Подбор величины приводится в табл. 3.9

Таблица 3.9

Определение мольной доли отгона N

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Компонент смеси | N'=2,859 | N'=2,5 |
| Диоксид углерода (СО) | 0,0058 | 0,0063 |
| Азот (N2) | 0,0079 | 0,0087 |
| Метан (СН) | 0,7340 | 0,7901 |
| Этан (СН) | 0,0766 | 0,0782 |
| Пропан (СН) | 0,0886 | 0,0889 |
| n-Бутан (n-СН) | 0,0353 | 0,0353 |
| i-Бутан (i-СН) | 0,0208 | 0,0208 |
| n-Пентан (n-СН) | 0,0040 | 0,0040 |
| i-Пентан (i-СН) | 0,0023 | 0,0023 |
| Гексан и выше (СН +) | 0,0245 | 0,0244 |
| Σ Yi | 1,0000 | 1,0589 |

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 2,859 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчет приведён в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярный состав сырой нефти zi' | Газ из сепаратора | | Нефть из сепар.  Nноi=zi'-Nгоi | Xi'=((zi'-Nгоi)/Σ(zi'-Nгоi))\*100, % |
| Молярная концентр. Yi' | Моли  Nгоi=N'\*Yi' |
| СО | 0,03 | 0,006 | 0,02 | 0,01 | 0,01 |
| N2 | 0,03 | 0,008 | 0,02 | 0,007 | 0,007 |
| СН | 3,63 | 0,73 | 2,10 | 1,53 | 1,57 |
| СН | 1,22 | 0,08 | 0,22 | 1,00 | 1,03 |
| СН | 5,41 | 0,09 | 0,25 | 5,15 | 5,30 |
| n-СН | 6,23 | 0,03 | 0,10 | 6,13 | 6,30 |
| i-СН | 2,62 | 0,02 | 0,06 | 2,56 | 2,63 |
| n-СН | 3,55 | 0,004 | 0,01 | 3,54 | 3,64 |
| i-СН | 1,48 | 0,002 | 0,006 | 1,47 | 1,51 |
| СН + | 74,42 | 0,02 | 0,07 | 74,35 | 76,54 |
| Итого | 100 | 1,000 | ΣNгоi =2,86 | 97,14 | 100 |

Баланс по массе в расчете на 100 молей сырой нефти приведен в табл. 3.11

Таблица 3.11

Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярный состав сырой нефти zi' % | Массовый состав сырой нефти  Mci=zi'\*Mi' | Массовый состав газа из  сепаратора  Mгi=Nгоi\*Mi' | Массовый состав нефти из  сепаратора  Mнi=Mгсi-Mгi | Масса выде-ливщегося газа, относительно сырой нефти  Rгi=(Mгi/Mci)\*100, % |
| СО | 0,03 | 1,32 | 0,733 | 0,97 | 55,57 |
| N2 | 0,03 | 0,84 | 0,63 | 0,53 | 75,58 |
| СН | 3,63 | 58,08 | 33,58 | 1950,15 | 57,81 |
| СН | 1,22 | 36,6 | 6,57 | 240,63 | 17,96 |
| СН | 5,41 | 238,04 | 11,15 | 2654,54 | 4,68 |
| n-СН | 6,23 | 361,34 | 5,86 | 2117,05 | 1,62 |
| i-СН | 2,62 | 151,96 | 3,45 | 524,71 | 2,27 |
| n-СН | 3,55 | 255,6 | 0,82 | 210,82 | 0,32 |
| i-СН | 1,48 | 106,56 | 0,47 | 49,91 | 0,44 |
| СН + | 74,42 | 6400,1 | 6,02 | 38541,53 | 0,09 |
| Итого | 100 | ΣMci= 7610,5 | ΣMгi=69,3 | Σ=46290,8 | ΣRгi= 0,91 |

 - массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:





Плотность газа:



Плотность газа при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 0 ОС):



Таблица 3.12

Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярная концентрация | Молекуляр-ная масса  (Mi) | Массовый состав  Мср | Содержание тяжелых углеводородов  г/м3 |
| Диоксид углерода (СО) | 0,006 | 44 | 1,05 | - |
| Азот (N2) | 0,00 | 28 | 0,91 | - |
| Метан (СН) | 0,73 | 16 | 48,45 | - |
| Этан (СН) | 0,08 | 30 | 9,49 | - |
| Пропан (СН) | 0,09 | 44 | 16,09 | 173,78 |
| n-Бутан (n-СН) | 0,03 | 58 | 8,45 | 91,30 |
| i-Бутан (i-СН) | 0,02 | 58 | 4,98 | 53,80 |
| n-Пентан (n-СН) | 0,004 | 72 | 1,19 | 12,85 |
| i-Пентан (i-СН) | 0,002 | 72 | 0,67 | 7,29 |
| Гексан и выше (СН +) | - | 86 | - |  |
| Итого | 1,00 | - | 100,00 | 339,05 |

Составим материальный баланс блока без сбора воды:



т/ч.

Из сепаратора будет выходить поток жидкого продукта, с производительностью по нефти и общей производительностью  соответственно:

т/ч,

т/ч.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в табл. 3.13.

Таблица 3.13

Материальный баланс сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Приход | | | Расход | | | |
|  | % масс | т/ч | т/г |  | % масс | т/ч | т/г |
| Эмуль-сия |  |  |  | Эмуль-сия | 92,58 |  |  |
| в том числе: |  |  |  | в том числе: |  |
| нефть | 62,85 | 112,8 | 947520 | нефть | 59,88 | 99,48 | 835632 |
| вода | 37,15 | 66,66 | 560079 | вода | 40,12 | 66,66 | 559944 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 166,14 | 1395576 |
| ИТОГО | 100 | 179,46 | 1507599 | Газ | 7,42 | 13,32 | 111888 |
| ИТОГО | 100 | 179,46 | 1507599 |

**3.3 Общий материальный баланс установки**

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти, представленный в табл. 3.14.

Таблица 3.14

Материальный баланс сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Приход | | | Расход | | | |
|  | % масс | т/ч | т/г |  | % масс | т/ч | т/г |
| Эмуль-сия |  |  |  | Эмуль-сия |  |  |  |
| в том числе: | в том числе: |
| нефть | 65 | 123,8 | 1039920 | нефть | 52,22 | 99,48 | 835632 |
| вода | 35 | 66,66 | 560079 | вода | 34,99 | 66,66 | 559944 |
| ИТОГО | 100 | 190,47 | 1600000 | Газ | 12,77 | 24,33 | 204372 |
| ИТОГО | 100 | 190,47 | 1600000 |

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважиной продукции. С.А. Леонтьев, Р.М. Галикеев, О.В. Фоминых.: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010 (стр. 5-10, 52-62)
2. Физические методы переработки и использования нефти и газа. Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А: Учебное пособие. – М.: Недра, 1991.
3. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Лутошкин Г. С. – М.: Недра, 1995.