1. Описание принципиальных технологических схем сбора и подготовки скважинной продукции

1.1 Общие сведения о системе сбора и подготовки скважинной продукции

Система сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтяном месторождении должна обеспечивать:

) автоматическое измерение нефти, газа и воды по каждой скважине;

) герметизированный сбор нефти, газа и воды на всем пути движения от скважин до магистрального нефтепровода;

) доведения нефти, газа и пластовой воды на технологических установках до норм товарной продукции (табл. 1.1), автоматический учет этой продукции и передача её транспортным организациям;

4) возможность ввода в эксплуатацию части месторождения с полной утилизацией нефтяного газа до окончания строительства всего комплекса сооружений;

5) надежность эксплуатации технологических установок и возможность полной их автоматизации;

6) изготовление основных узлов системы сбора нефти и газа и оборудования технологических установок индустриальным способом в блочном и модульном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса.

Таблица 1.1

Нормативные данные по качеству нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Группа нефти |
|  | 1 | 2 | 3 |
| Максимальное содержание воды, %, не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| Максимальное содержание хлористых солей, мг/л не более | 100 | 300 | 900 |
| Максимальное содержание механических примесей, %, не более | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Максимальное давление насыщенных паров (ДНП) при температуре 37,8оС, кПа, не более | 66,7 | 66,7 | 66,7 |
| Массовая доля органических хлоридов, млн-1 (ppm) | 10 |
| Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более | 20 | 100 | 100 |
| Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более | 40 | 100 | 100 |

При этом сбрасываемые пластовые воды должны иметь качества, определенные стандартами значения, представленными в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Требования к качеству воды для закачки в пласт ОСТ 39-225-88

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Проницаемость пласта, 10-6 м2 | Удельная трещиноватость пласта | Допустимое содержание в воде, мг/л |
|  |  | механических примесей | нефти |
|  0,1 | - | < 3 | < 5 |
| > 0,1 | - | < 5 | < 10 |
|  0,35 | От 6,5 до 2 вкл. | < 15 | < 40 |
| > 0,35 | Менее 2 | < 30 | < 50 |
|  0,6 | От 35 до 3,6 вкл. | < 40 | < 40 |
| > 0,6 | Менее 3,6 | < 50 | < 50 |

Чаще всего рекомендуется вместо одного трубопровода большого диаметра укладывать два трубопровода меньшего диаметра, равных по площади большому. Данная схема сбора представлена на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Схема герметизированной двухтрубной высоконапорной системы сбора нефти, газа и воды:

- эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ «Спутник»;

- сборный коллектор; 5 - установка предварительного сброса воды (УПСВ);

- установка подготовки нефти (УПН); 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти; 8 - кустовая насосная станция (КНС); 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - магистральный нефтепровод; 14 - сборный газопровод; 15 - установка компримирования природного газа (УКПГ); 16 - дожимная насосная станция (ДНС)

Это важно для получения высоких скоростей потоков (1,5-2,5м/с), предотвращающих образование в повышенных местах рельефа местности так называемых «газовых мешков», которые приводят к значительным пульсациям давления в системе сбора и к срыву нормального режима работы сепарационных установок, установок подготовки нефти и установок подготовки и сброса воды.

2. расчет материального баланса установки предварительного сброса воды (УПСВ).

Исходные данные для расчета

Годовая производительность установки по сырью – 1 400 000 тонн/год

Обводненность сырой нефти – 80 %

Содержание воды в подготовленной нефти - 20%

Компонентный состав нефти приведен в табл. 3.30.

Таблица 3.30.

Компонентный состав нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компо-нент | CO2 | N2 | CH4 | C2H6 | C3H8 | i-C4H10 | н-C4H10 | i-C5H12 | н-С5H12 | С6H14 + | Итого |
| % мол. | 0,03 | 0,54 | 22,40 | 1,70 | 4,91 | 1,96 | 4,47 | 1,98 | 2,93 | 59,08 | 100,00 |

**3.3.1. Материальный баланс первой ступени сепарации**

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

Р = 0,3 МПа; t = 15 0С.

 Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях

(0,4 – 0,9 МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

, (3.1)

где - мольная доля i-го компонента в образовавшейся газовой фазе, находящейся в равновесии с жидким остатком.;  - мольная доля этого же компонента в жидком остатке;  - константа фазового равновесия i-го компонента при условиях сепарации (в рассматриваемом случае при давлении Р = 0,4 МПа и температуре t = 20 0С).

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 Gэ - 9000000 тонн/год часовая производительность установки составит:

 т/ч.

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (Кi) с учетом условий сепарации приведены в табл. 3.31.

Таблица 3.31.

Исходные данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти () | Молекулярная масса компонента (Mi), кг/кмоль | Кi |
| 1 | CO2 | 0,03 | 44 | 59,8 |
| 2 | N2 | 0,54 | 28 | 169,1 |
| 3 | CH4 | 22,4 | 16 | 73,47 |
| 4 | С2Н6 | 1,7 | 30 | 11,17 |
| 5 | С3Н8 | 4,91 | 44 | 2,44 |
| 6 | изо-С4Н10 | 1,96 | 58 | 1,15 |
| 7 | н-С4Н10 | 4,47 | 58 | 0,81 |
| 8 | изо-С5Н12 | 1,98 | 72 | 0,21 |
| 9 | н-С5Н12 | 2,93 | 72 | 0,16 |
| 10 | С6Н14+ | 59,08 | 86 | 0,043 |
|  | ∑ | ∑100 | ~ | - |

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти.





















Путём подбора определим такую величину , при которой выполнится условие:



Подбор величины приводится в табл. 3.32.

Таблица 3.32.

Определение мольной доли отгона N

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | = 25 | = 29,3 | = 30 |
| CO2 | 0,001143 | 0,00098 | 0,000962 |
| Азот N2 | 0,021223 | 0,01817 | 0,017755 |
| Метан CH4 | 0,860849 | 0,74019 | 0,723683 |
| Этан С2Н6 | 0,053603 | 0,04771 | 0,046875 |
| Пропан С3Н8 | 0,088091 | 0,08426 | 0,083662 |
| Изобутан изо-С4Н10 | 0,021725 | 0,02159 | 0,021569 |
| Н-бутан н-С4Н10 | 0,038013 | 0,03834 | 0,038396 |
| Изопентан изо-С5Н12 | 0,005181 | 0,00541 | 0,00545 |
| Н-пентан н-С5Н12 | 0,005934 | 0,00622 | 0,006267 |
| С6Н14 + | 0,033394 | 0,03530 | 0,035635 |
| ∑Yi | 1,129157 | 0,99818 | 0,980255 |

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 29,3 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в табл. 3.33.

Таблица 3.33.

Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонентсмеси | Молярный составсырой нефти (z’i), % | Газ из сепаратора | Нефть из сепараторамоли (*z’i - N0гi*) | Мольный состав нефтииз блока сепараторов*x’i=( z’i- N0гi).100*, %*Σ(z’i- N0гi)* |
| Молярная концентрация (y’i) | Моли  |
| CO2 | 0,030 | 0,00098 | 0,028836 | 0,001 | 0,001644545 |
| N2 | 0,540 | 0,01817 | 0,532403 | 0,008 | 0,010737479 |
| CH4 | 22,400 | 0,74019 | 21,68771 | 0,712 | 1,006721202 |
| С2Н6 | 1,700 | 0,04771 | 1,398001 | 0,302 | 0,426834697 |
| С3Н8 | 4,910 | 0,08426 | 2,468674 | 2,441 | 3,45047959 |
| изо-С4Н10 | 1,960 | 0,02159 | 0,632618 | 1,327 | 1,87607202 |
| н-С4Н10 | 4,470 | 0,03834 | 1,123405 | 3,347 | 4,729953485 |
| изо-С5Н12 | 1,980 | 0,00541 | 0,158523 | 1,821 | 2,574408726 |
| н-С5Н12 | 2,930 | 0,00622 | 0,182202 | 2,748 | 3,883636124 |
| С6Н14+ | 59,080 | 0,03530 | 1,034394 | 58,046 | 82,03951213 |
| Итого | 100,000 | 0,998183 | 29,24677 | 70,75323152 | 100 |

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в табл. 3.34.

Таблица 3.34.

Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | Молярный состав сырой нефти (zi), % | Массовый состав сырой нефти Mic= zi.Mi | Массовый состав газа из сепаратораMiг=N0гi. Mi | Массовый состав нефти из сепаратораMiн= Mic- Miг | Масса выделившегося газа, относительно сырой нефтиRiг=100.Miг/ Mic , % |
| CO2 | 0,030 | 1,32 | 1,268803 | 0,051197 | 96,12144 |
| N2 | 0,54 | 15,12 | 14,90728 | 0,212719 | 98,59313 |
| CH4 | 22,40 | 358,4 | 347,0034 | 11,3966 | 96,82014 |
| С2Н6 | 1,70 | 51 | 41,94002 | 9,05998 | 82,23533 |
| С3Н8 | 4,91 | 216,04 | 108,6217 | 107,4183 | 50,2785 |
| изо-С4Н10 | 1,96 | 113,68 | 36,69187 | 76,98813 | 32,27645 |
| н-С4Н10 | 4,47 | 259,26 | 65,15749 | 194,1025 | 25,1321 |
| изо-С5Н12 | 1,98 | 142,56 | 11,41363 | 131,1464 | 8,006194 |
| н-С5Н12 | 2,93 | 210,96 | 13,11854 | 197,8415 | 6,218496 |
| С6Н14+ | 59,08 | 5080,88 | 88,95789 | 4991,922 | 1,750836 |
| Итого | 100 | 6449,22 | 729,0806 | 5720,139 | 11,30494 |

Rсмг=0,11305 – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

Mсрг=∑ Miг/ ∑N0гi

Mсрг = 729,08 / 29,25 = 24,93

Плотность газа:

 кг/м3,

Плотность газа при н.у:

 кг/м3,

Таблица 3.35.

Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонентсмеси | Молярная концентрация N0гi/∑N0гi | Молекулярная масса(Mi) | Массовый состав[N0гi/∑N0гi].Mi.100 , %Mсрг | Содержание тяжёлых углеводородов[N0гi/∑N0гi].Mi.ρср.103, г/м3Mсрг |
| CO2 | 0,00098597 | 44 | 0,174017939 | - |
| N2 | 0,018203819 | 28 | 2,044552503 | - |
| CH4 | 0,741542172 | 16 | 47,59195647 | - |
| С2Н6 | 0,047800175 | 30 | 5,752126983 | - |
| С3Н8 | 0,084408443 | 44 | 14,89759923 | 470,7641 |
| изо-С4Н10 | 0,02163037 | 58 | 5,032336357 | 120,6372 |
| н-С4Н10 | 0,038411254 | 58 | 8,936432995 | 214,2279 |
| изо-С5Н12 | 0,005420176 | 72 | 1,565393806 | 30,22949 |
| н-С5Н12 | 0,006229814 | 72 | 1,7992244 | 34,74502 |
| С6Н14+ | 0,035367806 | 86 | 12,20068731 | 197,2539 |
| Итого | 1 | ~ | 99,99432799 | 1067,858 |

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

Сырая нефть имеет обводненность 90% масс. Количество безводной нефти в этом потоке составляет:

Qн = 33,334 т/ч.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

Qг = Rсмг .Qн

 Qг = 0,11305 . 33,334 = 3,77 т/ч.

Qнсеп = Qн - Qг = 33,334-3,77 = 29,56 т/ч,

Qсеп = Qнсеп+ Q н2О = 29,56+133,34 = 162,896 т/ч.

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

∑Qдо сеп = ∑Qпосле сеп;

∑Qдо сеп = Q = 166,67 т/ч;

∑Qпосле сеп = Qсеп+ Qг;

Qсеп+ Qг = 166,67 т/ч.

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в табл. 3.36.

Таблица 3.36.

Материальный баланс сепарации первой ступени

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Приход | Расход |
|  | %масс | т/ч | т/г |  | %масс | т/ч | т/г |
| Эмульсия |  |  |  | Эмульсия | 97,74 |  |  |
| в том числе: |  |  |  | в том числе: |  |  |  |
| нефть | 20 | 33,334 | 280000 | нефть | 17,74 | 29,56 | 248360 |
| вода | 80 | 133,34 | 1120000 | вода | 80 | 133,34 | 1120000 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 162,9 | 1368360 |
| ИТОГО | 100 | 166,67 | 1400000 | Газ | 2,26 | 3,77 | 31640 |
| ИТОГО | 100 | 166,67 | 1400000 |

**3.3.2. Материальный баланс блока сбора воды**

Поток сырой нефти производительностью Qсеп  входит в блок отстоя с содержанием нефти и воды по массе, соответственно:

Rнсеп= 100 . (Qнсеп/ Qсеп)

Rнсеп = 100 . 29,56/ 162,896 = 18,15 %.

Rвсеп = 100 - Rнсеп= 100 – 29,56 = 70,44 %.

На выходе из блока отстоя первичный поток разделяется на два, в частности:

- обезвоженная нефть: вода – 20%; нефть – 80,00%;

- подтоварная вода: нефть – 0,1%; вода – 99,9%.

Обозначим: Qнот = Н – количество некондиционной нефти из блока отстоя, кг/ч; Qвот = В – количество пластовой воды из блока отстоя, кг/ч.

Тогда составим систему уравнений:

Qсеп . Rнсеп = 0,80 . Н + 0,002 . В

Qсеп . Rвсеп = 0,10 . Н + 0,999 . В

Решая эту систему, получаем:









Таким образом, количество некондиционной нефти и количество пластовой воды после блока отстоя, соответственно равны:

Qнот = 32,55 т/ч, в том числе:

- нефть – 0,99.Qнот= 0,80. 32,55 = 26,04 т/ч;

- вода – 0,01.Qнот= 0,2. 32,55 = 6,51 т/ч.

Qвот = 130,22 т/ч, в том числе:

- вода 0,999.Qвот = 0,999. 130,22 = 130,09 т/ч;

- нефть – 0,001.Qвот=0,001. 130,22 = 0,13 т/ч.

Данные по расчету блока сепарации второй ступени и сброса воды заносим в табл. 3.37.

Таблица 3.37.

Материальный баланс блока сброса воды

|  |  |
| --- | --- |
| Приход | Расход |
|  | % масс | кг/ч | т/г |  | % масс | кг/ч | т/г |
| Эмульсия |  |  |  | Обезвоженная нефть | 20,06 |  |  |
| в том числе: |  |  |  |  |  |  |  |
| нефть | 18,15 | 29,56 | 248357,34 | в том числе: |  |  |  |
| вода | 95,50 | 133,34 | 1306783,8 | нефть | 80 | 26,04 | 219594,48 |
|  |  |  |  | вода | 20 | 6,51 | 54898,62 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 32,55 | 274493,1 |
|  |  |  |  | Подтоварная |  |  |  |
|  |  |  |  | вода | 79,94 |  |  |
|  |  |  |  | в том числе: |  |  |  |
|  |  |  |  | вода | 99,9 | 130,09 | 1092498,54 |
|  |  |  |  | нефть | 0,1 | 0,13 | 1368,36 |
|  |  |  |  | Всего | 100,0 | 130,22 | 1093866,98 |
| Итого | 100,0 | 162,9 | 1368360 | Итого | 100,0 | 162,9 | 1368360 |

**3.3.3. Материальный баланс второй ступени сепарации**

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

Р = 0,1 МПа; t = 500С.

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (Кi) с учетом условий сепарации приведены в табл. 3.38.

Таблица 3.38.

Исходные данные для расчета

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Компонент смеси | Мольная доля компонента в нефти () | Молекулярная масса компонента (*Mi*), кг/кмоль | *Кi* |
| 1 | СО2 | 0,00 | 44 | 568,9 |
| 2 | N2 | 0,10 | 28 | 639,2 |
| 3 | CH4 | 1,76 | 16 | 313,7 |
| 4 | С2Н6 | 0,63 | 30 | 60,11 |
| 5 | С3Н8 | 3,79 | 44 | 16,99 |
| 6 | изо-С4Н10 | 2,07 | 58 | 8,52 |
| 7 | н-С4Н10 | 5,07 | 58 | 6,3 |
| 8 | изо-С5Н12 | 2,50 | 72 | 2,022 |
| 9 | н-С5Н12 | 3,78 | 72 | 1,571 |
| 10 | С6Н14+ | 80,29 | 86 | 0,533 |
|  | ∑ | 100,00 | ~ | - |

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти.





















Путём подбора определим такую величину , при которой выполнится условие:



Подбор величины приводится в табл. 3.39.

Таблица 3.39.

Определение мольной доли отгона *N*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компонент смеси | = 25 | = 25,21 | = 26 |
| СО2 | 0 | 0,00000 | 0 |
| Азот N2 | 0,003981 | 0,00395 | 0,003829 |
| Метан CH4 | 0,069733 | 0,06916 | 0,067084 |
| Этан С2Н6 | 0,024002 | 0,02381 | 0,023135 |
| Пропан С3Н8 | 0,128849 | 0,12799 | 0,124854 |
| Изобутан изо-С4Н10 | 0,061238 | 0,06090 | 0,059679 |
| Н-бутан н-С4Н10 | 0,137381 | 0,13673 | 0,134319 |
| Изопентан изо-С5Н12 | 0,040263 | 0,04019 | 0,039938 |
| Н-пентан н-С5Н12 | 0,051966 | 0,05191 | 0,051707 |
| Гексан и выше С6Н14 + | 0,484513 | 0,48505 | 0,487088 |
| ∑Yi | 1,001924 | 0,99970 | 0,991633 |

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 25,21 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в табл. 3.40.

Таблица 3.40.

Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонентсмеси | Молярный составсырой нефти (*z’i*), % | Газ из сепаратора | Нефть из сепараторамоли (*z’i - N0гi*) | Мольный состав нефтииз блока сепараторов*x’i=( z’i- N0гi).100*, %*Σ(z’i- N0гi)* |
| Молярнаяконцентрация (*y’i*) | Моли  |
| СО2 | 0,00 | 0,00000 | 0 | 0,001 | 0 |
| N2 | 0,10 | 0,00395 | 0,099538 | 0,000 | 0,000617722 |
| CH4 | 1,76 | 0,06916 | 1,743512 | 0,016 | 0,022047087 |
| С2Н6 | 0,63 | 0,02381 | 0,600369 | 0,030 | 0,039619834 |
| С3Н8 | 3,79 | 0,12799 | 3,226594 | 0,563 | 0,753341412 |
| изо-С4Н10 | 2,07 | 0,06090 | 1,535378 | 0,535 | 0,71485301 |
| н-С4Н10 | 5,07 | 0,13673 | 3,446866 | 1,623 | 2,170324743 |
| изо-С5Н12 | 2,50 | 0,04019 | 1,013294 | 1,487 | 1,987903483 |
| н-С5Н12 | 3,78 | 0,05191 | 1,308682 | 2,471 | 3,304447586 |
| С6Н14+ | 80,29 | 0,48505 | 12,22814 | 68,062 | 91,00684512 |
| Итого | 100,00 | 1,000 | *∑N0гi* ≈25,2 | 74,8 | 100 |

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в табл. 3.41.

Таблица 3.41.

Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонентсмеси | Молярный состав сырой нефти (zi*)*, % | Массовый состав сырой нефти *Mic=* zi*.Mi* | Массовый состав газа из сепаратора*Miг=N0гi. Mi* | Массовый состав нефти из сепаратора*Miн= Mic- Miг* | Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти*Riг=100.Miг/ Mic* , % |
| СО2 | 0,00 | 0,044 | 0 | 0,044 | 0 |
| N2 | 0,10 | 2,8 | 2,787065 | 0,012935 | 99,53802 |
| CH4 | 1,76 | 28,16 | 27,89618 | 0,263816 | 99,06315 |
| С2Н6 | 0,63 | 18,9 | 18,01108 | 0,888922 | 95,29671 |
| С3Н8 | 3,79 | 166,76 | 141,9701 | 24,78987 | 85,1344 |
| изо-С4Н10 | 2,07 | 120,06 | 89,05195 | 31,00805 | 74,17287 |
| н-С4Н10 | 5,07 | 294,06 | 199,9182 | 94,1418 | 67,98551 |
| изо-С5Н12 | 2,50 | 180 | 72,95718 | 107,0428 | 40,53176 |
| н-С5Н12 | 3,78 | 272,16 | 94,2251 | 177,9349 | 34,62122 |
| С6Н14+ | 80,29 | 6904,94 | 1051,62 | 5853,32 | 15,22996 |
| Итого | 100,00 | *∑Mic*=7987,88 | *∑Miг* =1698,44 | *∑Miн*=6289,45 | *Rсмг*= 21,26 |

*Rсмг*=0,2126– массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

*Mсрг=∑ Miг/ ∑N0гi*

*Mсрг* = 1698,44 / 25,21 = 67,37

Плотность газа:

 кг/м3,

Плотность газа при н.у:

 кг/м3

Таблица 3.42.

Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонентсмеси | Молярная концентрация *N0гi/∑N0гi* | Молекулярная масса*(Mi)* | Массовый состав*[N0гi/∑N0гi].Mi.100 ,* %*Mсрг* | Содержание тяжёлых углеводородов*[N0гi/∑N0гi].Mi.ρср.103,* г/м3*Mсрг* |
| СО2 | 0 | 44 | 0 | - |
| N2 | 0,004 | 28 | 0,164 | - |
| CH4 | 0,069 | 16 | 1,643 | - |
| С2Н6 | 0,024 | 30 | 1,061 | - |
| С3Н8 | 0,128 | 44 | 8,362 | 251,684 |
| изо-С4Н10 | 0,061 | 58 | 5,245 | 119,764 |
| н-С4Н10 | 0,137 | 58 | 11,775 | 268,866 |
| изо-С5Н12 | 0,040 | 72 | 4,297 | 79,040 |
| н-С5Н12 | 0,052 | 72 | 5,550 | 102,081 |
| С6Н14+ | 0,485 | 86 | 61,937 | 953,831 |
| Итого | 1 | ~ | 100 | 1775,266 |

В блоке второй ступени сепарации от частично обезвоженной нефти отделяется остаточный газ низкого давления.

Qн = 25,2 т/ч.

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

Qг = Rсмг .Qн

 Qг = 4,70 . 0,2126 = 5,36 т/ч.

Qнсеп = Qн - Qг = 25,2 – 5,36 = 19,84 т/ч,

Qсеп = Qнсеп+ Q н2О = 4,58 + 6,27 = 19,84 т/ч.

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

∑Qдо сеп = ∑Qпосле сеп;

∑Qдо сеп = Q = 25,2 т/ч;

∑Qпосле сеп = Qсеп+ Qг;

Qсеп+ Qг = 19,84 + 5,36 = 25,2 т/ч.

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в табл. 3.43.

Таблица 3.43.

Материальный баланс сепарации второй ступени

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Приход | Расход |
|  | %масс | т/ч | т/г |  | %масс | т/ч | т/г |
| Эмульсия |  |  |  | Эмульсия | 82,97 |   |   |
| в том числе: |  |  |  | в том числе: |   |   |   |
| нефть | 80,00 | 25,2 | 219594,5 | нефть | 75,99 | 19,84 | 172996,57 |
| вода | 20,00 | 6,27 | 54898,6 | вода | 24,04 | 6,27 | 54750,36 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 26,11 | 227746,93 |
| ИТОГО | 100 | 31,47 | 274493,1 | Газ | 17,03 | 5,36 | 46746,17 |
| ИТОГО | 100 | 31,47 | 274493,1 |

**3.3.4. Общий материальный баланс установки**

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти, представленный в табл. 3.44.

Таблица 3.44.

Общий материальный баланс установки

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Приход |  | Расход |
|  | % масс | кг/ч | т/г |  | % масс | кг/ч | т/г |
| Эмульсия |  |  |  | Подготовленная | 16,27 |   |   |
| в том числе: |  |  |  | нефть |   |   |   |
| нефть | 20 | 33,334 | 280000 | в том числе: |   |   |   |
| вода | 80 | 133,34 | 1120000 | нефть | 76,88 | 20,85 | 175091,84 |
|  |  |  |  | вода | 23,12 | 6,27 | 52655,09 |
|  |  |  |  | Всего | 100,00 | 27,12 | 227746,93 |
|  |  |  |  | Газ | 5,6 | 9,33 | 78433,07 |
| Подтоварная | 78,13 |   |   |
|  |  |  |  | вода |   |   |   |
|  |  |  |  | в том числе: |   |   |   |
|  |  |  |  | вода | 99,9 | 130,09 | 1092726,18 |
|  |  |  |  | нефть | 0,1 | 0,13 | 1093,82 |
|  |  |  |  | Всего | 100 | 130,22 | 1093820 |
| Итого | 100 | 166,67 | 1400000 | Итого | 100,00 | 166,67 | 1400000 |