

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет
(СибАДИ)»

Кафедра «Автоматизация производственных процессов
и электротехника»

И.В. Лазута

**ЗАДАНИЯ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К
КОНТРОЛЬНЫМ РАБОТАМ ЗАОЧНИКОВ**
по дисциплинам «Технологические процессы
автоматизированных производств» и «Технологии и
оборудование в промышленности»

направления подготовки
15.03.04 Автоматизация технологических процессов и
производств
27.03.04 Управление в технических системах

Методические указания

Омск – 2019

УДК 665.6 : 681.5
ББК 33.36
Л17

Согласно 436-ФЗ от 29.12.2010 «О защите детей
от информации, причиняющей вред их здоровью и развитию»
данная продукция маркировке не подлежит.

Лазута, Иван Васильевич.

Л17 Задания и методические указания к контрольным работам заочников по дисциплинам «Технологические процессы автоматизированных производств» и «Технологии и оборудование в промышленности»: методические указания / И.В. Лазута. – Омск : СибАДИ, 2019. – 23 с.

Методические указания содержат краткие теоретические сведения, методику и порядок расчета задач контрольных работ заочников по дисциплинам «Технологические процессы автоматизированных производств» и «Технологии и оборудование в промышленности».

Работа подготовлена на кафедре «Автоматизация
производственных процессов и электротехника»

УДК 665.6 : 681.5
ББК 33.36

Учебное издание

Иван Васильевич Лазута

Задания и методические указания к контрольным работам заочников по дисциплинам «Технологические процессы автоматизированных производств» и «Технологии и оборудование в промышленности»
Методические указания

Редактор _____

Издание первое

Подписано к печати **. **.2019. Формат 60×90 1/16. Бумага писчая

Оперативный способ печати. Гарнитура Times New Roman

Усл. п. л. 1,43. Тираж *** экз. Заказ № ____

Редакционно-издательский комплекс СибАДИ. 644080, г. Омск, пр. Мира, 5

РИО ИПК СибАДИ. 644080, г. Омск, ул. 2-я Поселковая, 1

Отпечатано в отделе оперативной полиграфии ИПК СибАДИ

644080, г. Омск, пр. Мира, 5

© ФГБОУ ВО «СибАДИ», 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

Задание № 1. Расчет физического состояния природного газа	4
Задание № 2. Гидравлический расчет участка нефтепровода	11
Задание № 3. Расчет и выбор нефтегазового сепаратора типа НГС.....	20
Библиографический список.....	23

Задание № 1

РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Цель расчета: определение значений коэффициента сжимаемости, плотности и динамической вязкости природного газа при заданных значениях давления и температуры.

Общие сведения

В основе расчета физического состояния природного газа лежат государственные стандарты РФ: ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения; ГОСТ 30319.1-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов переработки; ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости; РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа.

Настоящие стандарты устанавливают методы косвенного определения коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, скорости звука, динамической вязкости и объёмной удельной теплоты сгорания природного газа по измеренным значениям температуры, давления, компонентного состава и плотности при стандартных условиях.

Стандарты устанавливают методы косвенного определения физических свойств компонентов природного газа и продуктов его переработки по измеренным значениям температуры и давления.

Основные термины и определения

Идеальное газовое состояние – условное состояние газа или смеси газов, которое характеризуется отсутствием взаимодействия молекул газа, а сами молекулы не имеют собственного объёма.

Реальный газ – газ, который действительно существует в природе, т.е. состояние этого газа характеризуется взаимодействием молекул, а сами молекулы имеют собственный объём.

По составу газы могут быть чистыми и смесями.

Чистыми газами являются газы, в которых содержится не более 0,05 % (молярных) примесей газов других наименований.

Газовая смесь – смесь чистых газов, не вступающих друг с другом в химическую реакцию.

Природный газ — это газовая смесь, компонентами которой в основном являются предельные углеводороды (C_nH_{2n+2}), азот, диоксид углерода и сероводород.

Компонентный состав смеси газов, в том числе и природного газа, определяется в объёмных или молярных долях.

Для природного газа характерным является следующий компонентный состав, выраженный в объёмных долях:

$0,6 < \text{Метан (CH}_4\text{)} < 1,0$

$0,00 < \text{Азот (N}_2\text{)} < 0,16$

$0,00 < \text{Этан (C}_2\text{H}_6\text{)} < 0,12$

$0,00 < \text{Диоксид углерода (CO}_2\text{)} < 0,16$

$0,00 < \text{Пропан (C}_3\text{H}_8\text{)} < 0,06$

$0,00 < \text{Сероводород (H}_2\text{S)} < 0,01$

$0,00 < \text{Бутан (C}_4\text{H}_{10}\text{)} < 0,04$

$0,000 < \text{Гелий (He)} < 0,002$

$0,00 < \text{Пентан (CH}_3(\text{CH}_2)_3\text{CH}_3\text{)} < 0,04$

других компонентов в сумме $< 0,002$

Для непереработанных газов допускается содержание сероводорода до 0,30 объёмных долей.

Уравнение состояния природного газа – уравнение, которое связывает фактор сжимаемости, температуру, плотность и молярные доли компонентов.

Коэффициент сжимаемости газа (или смеси газов) есть отношение фактора сжимаемости этого газа при рабочих условиях к его фактору сжимаемости при стандартных условиях или это отношение удельного объёма газа (или смеси газов) к удельному объёму идеального газа (или смеси газов) с такой же молярной массой.

Плотность газа (или смеси газов) есть отношение массы этого газа к занимаемому им объёму.

Вязкость газа характеризует способность газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой и зависит от его состава, температуры и давления. Существует динамическая μ и кинематическая (относительная) ν вязкость газа.

В стандартах используются следующие индексы параметров:

a – азот; u – идеально газовое состояние; k – критическое значение; n – приведенное значение; s – стандартные условия; sg – стандартные условия горения газов; y – диоксид углерода; i, j – индексы прочих компонентов смеси газов.

Значения параметров давления и температуры при стандартных условиях по ГОСТ 2939: $p_c = 0,101325$ МПа; $T_c = 293,15$ К.

Переводные единицы: $1 \text{ МПа} = 10,19716 \text{ кгс/см}^2$; $1 \text{ кгс/см}^2 = 0,0980665 \text{ МПа}$.

Условные обозначения, принятые в стандарте, соответствуют стандартам ИСО 5167, ИСО 6976 и приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Условное обозначение величин

Условное обозначение	Наименование	Единица измерения
H	Объёмная удельная теплота сгорания	Дж/м ³
K_Z	Коэффициент сжимаемости	—
m	Масса	кг
M	Молярная масса	г/моль
p	Абсолютное давление	МПа
r	Объёмная доля компонента в газовой смеси при стандартных условиях	—
R	Универсальная газовая постоянная $R = 8,31451$	Дж/моль·К
t	Температура	°С
T	Термодинамическая температура	К
V	Объём	м ³
u	Скорость звука	м/с
x	Молярная доля компонента в газовой смеси	—
z	Фактор сжимаемости	—
δ	Относительная погрешность с вероятностью 0,95	%
κ	Показатель адиабаты	—
μ	Динамическая вязкость	Па·с
ρ	Плотность	кг/м ³
Ω	Фактор Питцера	—

Порядок расчета

Плотность природного газа при рабочих давлении и температуре определяют относительно плотности природного газа при стандартных условиях по формуле

$$\rho = \frac{\rho_c p T_c}{p_c T K_Z}, \quad (1.1)$$

где ρ_c – плотность природного газа при стандартных условиях; p_c [МПа] и T_c [K] – давление и температура природного газа при стандартных условиях; p [МПа] и T [K] – рабочее давление и температура природного газа; K_Z – коэффициент сжимаемости природного газа:

$$K_Z = \frac{z}{z_c}, \quad (1.2)$$

где z и z_c – факторы сжимаемости природного газа при заданных давлении и температуре и при стандартных условиях, соответственно.

В соответствии с ИСО 6976 плотность природного газа при стандартных условиях вычисляют по формуле

$$\rho_c = \frac{\sum_i (x_i \cdot \rho_{c.уд.i})}{z_c}, \quad (1.3)$$

где $\rho_{c.уд.i}$ – плотность i -го компонента природного газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии, приведена в табл. 1 ГОСТ 30319.1-96; x_i – молярная доля компонента природного газа

$$x_i = \frac{r_i / z_{ci}}{\sum_i (r_i / z_{ci})}, \quad (1.4)$$

где r_i – объёмная доля компонента природного газа при стандартных условиях.

Фактор сжимаемости каждого компонента природного газа при стандартных условиях z_{ci} газа приведен в табл. 1 ГОСТ 30319.1-96.

Фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях z_c допускается определять по формуле

$$z_c = 1 - \left[\sum_i (x_i b_i^{0,5}) \right]^2, \quad (1.5)$$

где коэффициент $b_i^{0,5}$ для каждого компонента природного газа приведен в табл. 1 ГОСТ 30319.1-96.

Фактор сжимаемости природного газа z при заданном давлении и температуре, входящий в формулу (1.2), может определяться по РД 153-39.0-112-2001:

$$z = 1 - \left[(10,2p - 6) (0,345 \cdot 10^{-2} \cdot \rho_0 - 0,446 \cdot 10^{-3}) + 0,015 \right] \cdot [1,3 - 0,0144(T - 283,2)], \quad (1.6)$$

где p [МПа] и T [К] – заданные давление и температура природного газа; ρ_0 – относительная плотность природного газа по воздуху.

Относительная плотность природного газа ρ_0 – отношение плотности природного газа ρ_c к плотности воздуха ρ_e при стандартных условиях ($p_c = 0,101325$ МПа; $T_c = 293,15$ К). Для углеводородных газов относительная плотность ρ_0 по воздуху изменяется в пределах 0,6 – 1,1.

$$\rho_0 = \frac{\rho_c}{\rho_e}. \quad (1.7)$$

Вязкость применяется для вычисления числа Рейнольдса, которое является одной из важнейших характеристик течения вязкой среды и определяется отношением инерционных сил к силам вязкости. Число Рейнольдса применяется для определения коэффициента истечения.

Вязкость газов и их смесей сильно зависит от температуры и плотности газов при низких давлениях. Зависимость вязкости от давления выражена слабо.

Динамическую вязкость природного газа и многих его компонентов, зависящую от температуры, при давлениях до 0,5 МПа вычисляют по формуле

$$\mu = 3,24 \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09\rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_a + x_y)} [\text{мкПа}\cdot\text{с}]. \quad (1.8)$$

где x_a и x_y – молярная доля азота и диоксида углерода при их наличии в природном газе.

Формула (1.8) применима в диапазоне температур 240 – 360 К. Погрешность определения вязкости в этом диапазоне не превышает 1,0 % для метана, 2,5 % – для этана, 5 % – для пропана, бутана, монооксида углерода, диоксида углерода и азота, 3 % – для природного газа, если погрешности измеряемых параметров приняты равными нулю.

Вязкость при повышенных давлениях (от 0,5 до 12 МПа) для природного газа вычисляют по формуле

$$\mu = 3,24 \frac{T^{0,5} + 1,37 - 9,09\rho_c^{0,125}}{\rho_c^{0,5} + 2,08 - 1,5(x_a + x_y)} \cdot c_\mu [\text{мкПа}\cdot\text{с}]; \quad (1.9)$$

$$c_\mu = 1 + \frac{p_n^2}{30(T_n - 1)}, \quad (1.10)$$

где приведенные давление p_n и температура T_n вычисляются как

$$p_n = \frac{p}{p_{нк}}; \quad (1.11)$$

$$T_n = \frac{T}{T_{нк}}, \quad (1.12)$$

где псевдокритические давление $p_{нк}$ и температуру $T_{нк}$ рассчитывают по формулам (17) и (18) ГОСТ 30319.2, а именно:

$$p_{нк} = 2,9585(1,608 - 0,05994p_c + x_y - 0,392x_a); \quad (1.13)$$

$$T_{нк} = 88,25(0,9915 + 1,759p_c - x_y - 1,681x_a); \quad (1.14)$$

В формулах (1.13) и (1.14) допускается вместо молярных долей азота и диоксида углерода x_a и x_y применять их объёмные доли r_a и r_y .

По рассчитанным данным строятся в программном комплексе Matlab графики зависимостей $\rho = f(p; T)$, $\mu = f(p; T)$, $K_z = f(p; T)$.

Для построения графики зависимостей в Matlab необходимо в рабочей области MATLAB вручную задать матрицу значений исследуемого параметра [6x6], например плотности ρ (Ro):

```
>>z=[11,21,31,41,51,61;12,22,32,42,52,62;13,23,33,43,53,63;14,24,34,44,54,64;15,25,35,45,55,65;16,26,36,46,56,66]
```

Далее задаем матрицы значений p (x) и T (y) согласно диапазону и шагу изменения давления и температуры, например:

```
>> [x,y]=meshgrid(0.1:2:8.1,-60:30:60)
```

Разложение данных в вектор-столбец:

```
>> p=x(:)
```

```
>> T=y(:)
```

```
>> Ro=z(:)
```

Интерполяция данных:

```
interpRo = fit( [p, T], Ro, 'cubicinterp' )
```

Вывод графика зависимости $Ro=f(p,T)$:

```
>> plot(interpRo, [p, T], Ro);
```

```
xlabel('давление p, МПа');
```

```
ylabel('температура T, оС');
```

```
zlabel('плотность природного газа Ro, кг/м3');
```

```
grid on
```

Исходные данные для расчета

При расчетах коэффициента сжимаемости, плотности и динамической вязкости природного газа принимается изменение рабочего давления $p = 0,1 \div 8,1$ МПа с шагом 2 МПа и изменение рабочей температуры $T = -60 \div +60$ °С с шагом 30 °С.

Варианты исходных данных для расчета с компонентным составом природного газа приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Варианты исходных данных для расчета

Номер варианта	Объёмные доли компонентов природного газа, r_i				
	Метан (CH ₄)	Азот (N ₂)	Этан (C ₂ H ₆)	Диоксид углерода (CO ₂)	Пропан (C ₃ H ₈)
1.	0,7	0,1	0,1	0,1	–
2.	0,75	0,05	0,1	–	0,1
3.	0,8	–	0,1	0,05	0,05
4.	0,85	–	0,05	0,05	0,05
5.	0,9	0,033	0,033	0,033	–
6.	0,95	0,01	0,03	0,01	–
7.	0,7	–	0,1	0,1	0,1
8.	0,75	–	0,1	0,05	0,1
9.	0,8	0,05	0,1	0,05	–
10.	0,85	0,05	0,05	–	0,05
11.	0,9	–	0,033	0,033	0,033
12.	0,95	–	0,01	0,03	0,01
13.	0,7	0,1	0,1	–	0,1
14.	0,75	–	0,05	0,05	0,15
15.	0,8	0,05	0,05	–	0,1
16.	0,85	0,05	–	0,05	0,05
17.	0,9	0,033	–	0,033	0,033
18.	0,95	0,01	0,01	–	0,03
19.	0,7	0,15	0,05	–	0,05
20.	0,75	0,15	0,05	–	0,05
21.	0,8	0,07	0,03	–	0,1
22.	0,85	0,05	0,05	0,05	–
23.	0,9	0,033	0,033	–	0,033
24.	0,95	–	0,03	0,01	0,01
25.	0,96	0,01	0,01	0,01	0,01

Вопросы и задания для защиты контрольной работы

1. Что такое природный газ?
2. Чем отличается реальный газ от идеального?
3. Перечислите величины, определяющие основные физические свойства природного газа.
4. Что понимают под стандартными условиями для газа?

5. Что понимают под относительной плотностью природного газа по воздуху?
6. Что представляет собой объёмная доля компонента природного газа при стандартных условиях?
7. Как влияют на вязкость природного газа температура и давление?
8. Что представляет собой коэффициент сжимаемости газа?

Задание № 2

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА НЕФТЕПРОВОДА

Цель расчета: определение значений объемного расхода газонасыщенной нефти, суммарных потерь напора, потерь напора на трение, требуемого давления, развиваемого нефтеперекачивающей станцией.

Общие сведения

Жидкость движется по нефтепроводу, если ее энергия в начале трубопровода больше, чем в конце. Этот перепад уровней энергии может быть создан либо работой насоса, либо разностью уровней жидкости в начальном и конечном сечениях трубопровода. Под гидравлическим расчетом понимают определение параметров движения жидкости при заданной схеме нефтепровода с известными конструктивными элементами, либо определение размеров нефтепровода, обеспечивающих необходимые параметры движения жидкости.

В нефтегазовом деле насосы применяются для транспорта нефти и нефтепродуктов по нефтегазопромыслу. Важнейшие параметры работы насоса – напор H и подача Q .

Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята с помощью данного насоса. Подача насоса Q – объемное количество жидкости, которое за единицу времени проходит через насос. Подача насоса равна расходу жидкости в трубопроводе, присоединенном к насосу. Напор и подача – взаимозависимые величины: чем выше развиваемый данным насосом напор, тем ниже его подача.

Потеря напора в нефтепроводе связана с тем, что поток нефти, протекающий внутри трубы, испытывает гидравлическое сопротивление. Его величина зависит от:

1. диаметра трубы – чем меньше диаметр, тем больше сопротивление;

2. скорости потока – чем больше скорость потока, тем больше сопротивление;
3. гладкости внутренней поверхности трубы;
4. местных сопротивлений насоса.

Даже двигаясь по прямой, горизонтальной трубе, поток нефти испытывает сопротивление. При большой протяженности нефтепровода суммарное сопротивление может оказаться значительным.

Приведенная методика предназначена для гидравлического расчета нефтепроводов, транспортирующих газонасыщенные нефти в однофазном состоянии.

В методике приводятся основные расчетные формулы для определения потерь напора в трубопроводе; требуемых напоров на нагнетательной стороне нефтеперекачивающих станций; массового расхода перекачиваемого по трубопроводу газа.

Основные термины и определения

Под *газонасыщенной нефтью* понимается нефть с растворенными в ней компонентами природного газа, для поддержания однофазного состояния которой требуется давление, превышающее атмосферное.

Под *газосодержанием* понимается отношение объема газа, приведенного к стандартным условиям (760 мм. рт. ст., 293 К) к объему дегазированной нефти, из которой этот газ выделился.

Для выполнения расчетов по настоящей методике необходимы следующие исходные данные:

- 1) производительность нефтепровода по дегазированной нефти;
- 2) коэффициент кинематической вязкости при заданном газосодержании и расчетной температуре;
- 3) плотность, дегазированной и газонасыщенной нефти при расчетной температуре;
- 4) плотность газа при стандартных условиях;
- 5) газосодержание нефти;
- 6) внутренний диаметр трубопровода или отдельных его участков;
- 7) длина трубопровода или отдельных участков с различными диаметрами;
- 8) разность геодезических отметок конца и начала расчетного участка;
- 9) виды и количество местных сопротивлений в коммуникациях нефтеперекачивающей станции.

Условные обозначения величин, принятые в методике при расчете, приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Условное обозначение величин

Условное обозначение	Наименование	Единица измерения
H	Суммарные потери напора на расчетном участке	м
h_{mp}	Потери напора на трение на расчетном участке	м
h_{mc}	Потери напора на местных сопротивлениях	м
ΔZ	Алгебраическая разность высотных отметок конца и начала расчетного участка	м
ΔZ_p	Разность высотных отметок максимального залива продукта в резервуарах станции с ёмкостью и конца расчетного участка	м
l	Длина расчетного участка	м
i	Гидравлический уклон участка	м/м
λ	Коэффициент гидравлического сопротивления	
d	Внутренний диаметр трубопровода	м
W	Скорость движения жидкости в трубопроводе	м/с
W_{mc}	Расчетная скорость движения жидкости в местном сопротивлении	м/с
g	Ускорение силы тяжести, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$	м/с^2
Re	Параметр (число) Рейнольдса	—
ξ	Коэффициент местного сопротивления	—
φ	Поправочный коэффициент режима течения	—
ν	Коэффициент кинематической вязкости нефти	$\text{м}^2/\text{с}$
ρ^*	Плотность при стандартных условиях	кг(т)/м^3
Q^*	Объемный расход газонасыщенной нефти	$\text{м}^3/\text{с}$
G^*	Массовый расход газонасыщенной нефти	кг/с
Φ	Газосодержание нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$
H_{cm}	Требуемый напор станции непосредственно за регулятором давления	м
p_{cm}	Требуемое давление станции за регулятором давления	Н/м^2
p_s	Давление насыщения нефти на участке	Н/м^2
p_z	Давление запаса над давлением насыщения нефти для предотвращения образования двухфазного потока	Н/м^2
Δh	Подпор к основному насосу, обеспечивающий его бескавитационную работу	м

* для величин используются следующие индексы: nd — для дегазированной нефти; ng — для газонасыщенной нефти; g — для газа.

Порядок расчета

Расчетные формулы позволяют определить:

- требуемые напоры на нагнетательной стороне нефтеперекачивающей станции, необходимые для перекачки заданного количества дегазированной нефти;
- расход газонасыщенной нефти при заданном расходе дегазированной нефти;
- расход нефтепровода по газу, приведенный к стандартным условиям.

Гидравлический расчет нефтепровода, предназначенного для транспортирования газонасыщенной нефти в однофазном состоянии при изотермических условиях, производится следующим образом.

При заданном массовом расходе нефтепровода по дегазированной нефти определяется объёмный расход

$$Q_{нд} = \frac{G_{нд}}{\rho_{нд}}. \quad (2.1)$$

Объёмный расход газонасыщенной нефти находится по формуле

$$Q_{нг} = Q_{нд} \left(1 + \Phi \frac{\rho_{г}}{\rho_{нд}} \right) \frac{\rho_{нд}}{\rho_{нг}}. \quad (2.2)$$

Многочисленные экспериментальные данные по изменению плотности нефтей позволяют использовать эмпирическую зависимость, связывающую плотности газонасыщенной и дегазированной нефти:

$$\frac{\rho_{нд}}{\rho_{нг}} = 1 + 0,057 \sqrt{\frac{0,05}{\Phi}} \quad (2.3)$$

Суммарные потери напора на расчетном участке определяются по формуле

$$H = h_{тр} + h_{мс} + \Delta Z. \quad (2.4)$$

Потери напора на трение находятся по формуле

$$h_{тр} = i \cdot l. \quad (2.5)$$

Гидравлический уклон i есть не что иное, как величина потери напора на трение, отнесенная к единице длины трубопровода.

Гидравлический уклон определяется по уравнению

$$i = \frac{\lambda W^2}{d 2g}, \quad (2.6)$$

где скорость движения жидкости в трубопроводе

$$W = \frac{4Q_{нз}}{\pi d^2}. \quad (2.7)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяется в зависимости от значения параметра (числа) Рейнольдса

$$Re = \frac{Wd}{\nu}. \quad (2.8)$$

Сложность расчета по формуле заключается в правильном определении коэффициента λ , зависящего от режима движения жидкости (ламинарный $Re \leq 2040$ или турбулентный $Re > 2040$). Ламинарное течение характерно для высоковязких жидкостей в узких каналах, турбулентное – для маловязких жидкостей в трубах (каналах) большого диаметра; при этом, при увеличении скорости течения ламинарное течение переходит в турбулентное.

$$\lambda = \begin{cases} \frac{64}{Re} & \text{при } Re \leq 2040; \\ (0,16 Re - 13) \cdot 10^{-4} & \text{при } 2040 < Re \leq 2800; \\ \frac{0,3164}{Re^{0,25}} & \text{при } Re > 2800 \end{cases} \quad (2.9)$$

Потери напора на местные сопротивления ξ_i определяются по формуле

$$h_{mc} = \sum_i \xi_i \frac{W_{mc}^2}{2g}. \quad (2.10)$$

Коэффициенты местных сопротивлений ξ приведены в табл. 2. РД 39-30-718-82. Методика гидравлического расчета нефтепроводов при перекачке газонасыщенных нефтей.

Расчетная величина скорости W_{mc} находится по средней скорости потока нефти с учетом режима течения по формуле

$$W_{mc} = W\varphi, \quad (2.11)$$

где поправочный коэффициент φ равен: для турбулентного режима $\varphi = 1$; для ламинарного режима значение поправочного коэффициента φ определяется в зависимости от числа Рейнольдса (рис. 2.1.)

Требуемый напор, развиваемый нефтеперерабатывающей станцией непосредственно за регулятором давления, находится по формулам

$$H_{cm} = H + \frac{P_s}{\rho_{нз}g} + \frac{P_z}{\rho_{нз}g} + \Delta Z_p. \quad (2.12)$$

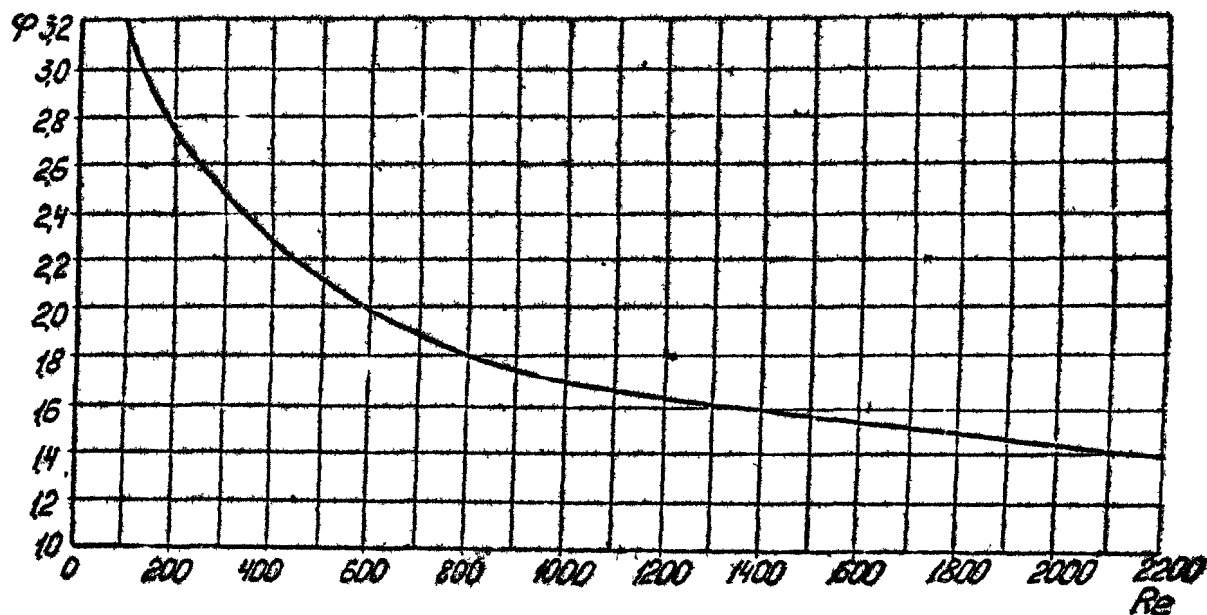


Рис. 2.1. Зависимость φ от Re для ламинарного режима

Зависимость давления насыщения нефти газом p_s от плотности $\rho_{нд}$ и газосодержания нефти Φ определяется по эмпирической формуле Кучумова Рубина Р. и Кучумова Р.Р. [8]. Здесь плотность дегазированной нефти берется в $[т/м^3]$, а газосодержание нефти Φ в $[м^3/м^3]$.

$$p_s = (324,34\rho_{нд}^4 - 1081\rho_{нд}^3 + 1351,2\rho_{нд}^2 - 749,93\rho_{нд} + 155,89)\Phi. \quad (2.13)$$

Требуемое давление, развиваемое нефтеперекачивающей станцией, определяется по формуле

$$p_{cm} = H_{cm}\rho_{нз}g. \quad (2.14)$$

Массовый расход перекачиваемого по трубопроводу газа находится по формуле

$$G_z = Q_{нд}\Phi\rho_z. \quad (2.15)$$

Исходные данные для расчета

Варианты исходных данных для расчета с компонентным составом природного газа приведены в табл. 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2

Варианты исходных данных для расчета (параметры газонасыщенной нефти)

Номер варианта	Параметры газонасыщенной нефти				
	$p_z, \text{Н/м}^2$	$\rho_{нг}, \text{т/м}^3$	$\rho_z, \text{кг/м}^3$	$\nu, 10^{-6} \text{м}^2/\text{с}$	$\Phi, \text{м}^3/\text{м}^3$
1.	$0,050p_s$	0,70	0,65	25	50
2.	$0,055p_s$	0,71	0,66	26	52
3.	$0,060p_s$	0,72	0,67	27	55
4.	$0,065p_s$	0,73	0,68	28	58
5.	$0,070p_s$	0,74	0,69	29	60
6.	$0,075p_s$	0,75	0,7	30	62
7.	$0,080p_s$	0,76	0,71	31	65
8.	$0,085p_s$	0,77	0,72	32	67
9.	$0,090p_s$	0,78	0,73	33	70
10.	$0,095p_s$	0,79	0,74	34	73
11.	$0,100p_s$	0,80	0,75	35	75
12.	$0,150p_s$	0,81	0,76	36	77
13.	$0,050p_s$	0,82	0,77	37	80
14.	$0,055p_s$	0,83	0,78	38	81
15.	$0,060p_s$	0,84	0,79	39	82
16.	$0,065p_s$	0,85	0,80	40	86
17.	$0,070p_s$	0,86	0,81	41	88
18.	$0,075p_s$	0,87	0,82	42	90
19.	$0,080p_s$	0,88	0,83	43	92
20.	$0,085p_s$	0,89	0,84	44	94
21.	$0,090p_s$	0,90	0,85	45	96
22.	$0,095p_s$	0,70	0,86	46	98
23.	$0,100p_s$	0,71	0,87	47	100
24.	$0,150p_s$	0,72	0,88	48	102
25.	$0,120p_s$	0,73	0,89	49	105

Таблица 2.3

**Варианты исходных данных для расчета
(параметры нефтепровода)**

Номер варианта	Параметры нефтепровода					
	ΔZ , м	ΔZ_p , м	$G_{н\partial}$, кг/с	d , м	l , м	Виды местных сопротивлений
1.	5,0	3	2,50	0,35	110000	Выход из резервуара Отвод 90° Задвижка открытая
2.	5,5	3	2,55	0,40	110500	Выход из резервуара Отвод 60° Компенсатор сальниковый
3.	6,0	3	2,60	0,45	111000	Выход из резервуара Отвод 45° (2 шт.) Задвижка открытая
4.	6,5	3	2,65	0,50	111500	Выход из резервуара Отвод 90° Диффузор
5.	7,0	3	2,70	0,55	112000	Выход из резервуара Отвод 60° Вентиль
6.	7,5	3	2,75	0,60	112500	Выход из резервуара Отвод 45° (2 шт.) Вентиль
7.	8,0	3	2,80	0,65	113000	Выход из резервуара Отвод 60° Задвижка открытая
8.	8,5	3	2,85	0,70	113500	Выход из резервуара Отвод 90° Компенсатор сальниковый
9.	9,0	3	2,90	0,75	114000	Выход из резервуара Отвод 60° (2 шт.) Задвижка открытая
10.	9,5	3	2,95	0,80	114500	Выход из резервуара Отвод 90° Вентиль
11.	5,0	3	3,00	0,85	115000	Выход из резервуара Отвод 60° Диффузор
12.	5,5	3	2,50	0,90	115500	Выход из резервуара Отвод 45° (3 шт.) Вентиль
13.	6,0	3	2,55	0,95	116000	Выход из резервуара Отвод 60° Задвижка открытая
14.	6,5	3	2,60	1,00	116500	Выход из резервуара Отвод 90° Компенсатор сальниковый

Номер варианта	Параметры нефтепровода					
	ΔZ , м	ΔZ_p , м	$G_{н\omega}$, кг/с	d , м	l , м	Виды местных сопротивлений
15.	7,0	3	2,65	1,05	117000	Выход из резервуара Отвод 60° (2 шт.) Задвижка открытая
16.	7,5	3	2,70	1,10	117500	Выход из резервуара Отвод 90° Задвижка открытая
17.	8,0	3	2,75	1,15	118000	Выход из резервуара Отвод 60° Компенсатор сальниковый
18.	8,5	3	2,80	1,20	118500	Выход из резервуара Отвод 45° (2 шт.) Задвижка открытая
19.	9,0	3	2,85	1,25	119000	Выход из резервуара Отвод 45° (2 шт.) Вентиль
20.	9,5	3	2,90	1,30	119500	Выход из резервуара Отвод 60° Задвижка открытая
21.	5,0	3	2,95	1,35	120000	Выход из резервуара Отвод 90° Компенсатор сальниковый
22.	5,5	3	3,00	1,40	120500	Выход из резервуара Отвод 45° (3 шт.) Вентиль
23.	6,0	3	2,50	1,50	121000	Выход из резервуара Отвод 60° Задвижка открытая
24.	6,5	3	2,55	1,55	121500	Выход из резервуара Отвод 90° Компенсатор сальниковый
25.	7,0	3	2,60	1,60	122000	Выход из резервуара Отвод 45° (3 шт.) Вентиль

Вопросы и задания для защиты контрольной работы

1. Назовите выходные параметры насоса?
2. От чего зависит гидравлическое сопротивление нефтепровода?
3. На что влияет число Рейнольдса?
4. Чем отличаются ламинарный и турбулентный режим движения жидкости?
5. Чем отличаются массовый и объёмный расход жидкости?
6. Из чего состоят суммарные потери напора на расчетном участке?
7. Что такое гидравлический уклон нефтепровода?

Задание № 3

РАСЧЕТ И ВЫБОР НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА ТИПА НГС

Цель расчета: согласно заданным параметрам продукции скважины произвести расчет и выбор нефтегазового сепаратора, требуемое количество, параметры и размер сепаратора типа НГС по ТУ 3683-015-00220322-99.

Общие сведения

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистую нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей [8].

Для стабилизации нефти на промыслах используют в основном метод сепарации. Процесс сепарации должен начинаться сразу же при движении нефти, когда из нее отбирается газ, выделившийся в результате снижения давления или повышения температуры. При резком снижении давления в сепараторе значительно увеличивается количество тяжелых углеводородов, уносимых свободным газом. При быстром прохождении нефти через сепаратор возрастает количество легких углеводородов в нефти [7, 8].

Многоступенчатая система сепарации позволяет получить на первых ступенях метан, который направляется на собственные нужды или потребителям, а на последующих ступенях – *жирный газ*, содержащий более тяжелые углеводороды. Жирный газ отправляется на газобензиновые заводы для последующей переработки. При наличии газобензинового завода экономически целесообразно применять двухступенчатую систему сепарации [7, 8].

Основные термины и определения

Под *стабилизацией нефти* следует понимать извлечение легких углеводородов, которые при нормальных условиях являются газообразными, для дальнейшего их использования в нефтехимической промышленности. Существуют два различных метода стабилизации нефти — *сепарация* и *ректификация* [8].

Сепарация — отделение от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов однократным или многократным испарением путем снижения давления (часто с предварительным подогревом нефти) [8].

Сосуд, в котором происходит отделение газа от нефти, называют *сепаратором*. В сепарационных установках происходит и частичное отделение воды от нефти. Применяемые сепараторы можно условно разделить на следующие основные типы [8]:

1) по принципу действия — гравитационные, центробежные (гидроциклонные), ультразвуковые, жалюзийные и др.;

2) по геометрической форме и положению в пространстве — сферические, цилиндрические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;

3) по рабочему давлению — высокого (более 2,5 МПа), среднего (0,6 — 2,5 МПа) и низкого (0 — 0,6 МПа) давления, вакуумные;

4) по назначению — замерные и рабочие;

5) по месту положения в системе сбора — первой, второй и конечной ступеней сепарации.

Эффективность работы сепараторов характеризуется *уносом жидкости* — количеством жидкости, уносимой газом (г/м^3), и *захватом газа* — количеством газа, оставшегося в нефти после сепарации ($\text{м}^3/\text{т}$). Чем ниже эти показатели, тем более эффективна работа аппарата [8].

Коэффициенты уноса жидкости и захвата газа определяются как [7, 8]:

$$K_{\text{жс}} = \frac{q_{\text{жс}}}{Q_{\text{г}}}; \quad (3.1)$$

$$K_{\text{г}} = \frac{q_{\text{г}}}{Q_{\text{жс}}}; \quad (3.2)$$

где $q_{\text{жс}}$ — объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; $q_{\text{г}}$ — объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{г}}$ — объемный расход газа на выходе из сепаратора, $\text{м}^3/\text{ч}$; $Q_{\text{жс}}$ — объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, при рабочих температуре и давлении, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Чем меньше $K_{\text{жс}}$ и $K_{\text{г}}$, при прочих равных условиях, тем совершеннее сепаратор. Однако уменьшение этих показателей обычно связано с усложнением конструкции сепаратора и увеличением его габаритных размеров. Поэтому очень высокая степень очистки газа и жидкости оказывается не всегда оправданной. Здесь необходимо ориентироваться на требуемую степень очистки, которая в известной мере зависит от кон-

кретных условий сбора нефти и газа и сравнительно трудно поддается теоретической оценке. По практическим же данным в настоящее время приняты временные нормы, в соответствии с которыми коэффициенты уноса жидкости и газа имеют следующие ориентировочные значения: $K_{жс} \leq 50 \text{ см}^3/1000 \text{ м}^3$ газа и $K_g \leq 20 \cdot 10^3 \text{ см}^3/\text{м}^3$ жидкости [7].

Не менее важны для оценки технического совершенства сепаратора показатели предельной средней скоростью газа в свободном сечении сепаратора $v_{Г\max}$ и времени задержки жидкости в сепараторе t_3 , так как одни и те же $K_{жс}$ и K_g можно получить в сепараторах различного конструктивного исполнения и с различными технико-экономическими показателями. Предельное значение $v_{Г\max}$ определяется скоростью осаждения каплей жидкости минимально заданного размера. Этой величиной обычно пользуются для расчета пропускной способности сепаратора по газу. Значения $v_{Г\max}$ для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с [7].

Время задержки t_3 существенно влияет на эффективность очистки как газа от капельной жидкости, так и жидкости от газа. Установлено, что для не вспенивающихся нефтей значение t_3 может изменяться от 1 до 5 мин. Для вспенивающихся нефтей t_3 увеличивается от 5 до 20 мин. Выбор конкретного значения t_3 для различных условий работы сепаратора возможен только по результатам исследования уноса жидкости и газа. Таким образом, для полной оценки эффективности работы сепаратора наряду с показателями $K_{жс}$ и K_g необходимо учитывать и степень технического совершенства сепаратора, т. е. $v_{Г\max}$ и t_3 . Если сепаратор исследуемого типа обеспечивает получение установленных норм уноса от $K_{жс}$ и K_g при меньших t_3 и больших $v_{Г\max}$ по сравнению с однотипным в одних и тех же производственных условиях, то он технически более совершенен и экономичен [7].

Порядок расчета

Гидравлический расчет сепараторов по газу сводится к расчету на пропускную способность или к выбору размеров (диаметра) аппарата в зависимости от расхода газа. В основу расчета сепараторов гравитационного типа положен выбор допустимой скорости газа, при которой осаждаются частицы заданного размера [7].

Т.е. при выборе сепаратора необходимо рассчитать его пропускную способность по газу и сравнить её с заданным расходом газа на сепаратор, если расчетное значение пропускной способности сепаратора по газу больше чем заданный расход газа, то сепаратор подходит.

В случае малой расчетной пропускной способности допускается использовать две ступени сепарации – два сепаратора, работающих последовательно, либо делить поток продукции скважины на равные части и использовать два и более сепаратора, работающих параллельно [7].

Требуемую пропускную способность гравитационного сепаратора горизонтального типа по газу Q_G , м³/сут при заданной температуре T , К и давлении P , МПа нефтегазовой смеси на входе в сепаратор можно определить по формуле [7]

$$Q_G = 67858 D_e^2 \cdot v_G \cdot n \cdot \frac{PT_0}{P_{\text{атм}} T K_Z} \text{ [м}^3\text{/сут]}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, МПа; T_0 – нормальная температура, К; ($P_{\text{атм}} = 0,101325$ МПа; $T_0 = 293,15$ К); K_Z – коэффициент сжимаемости газа; v_G – допустимая скорость газа, м/с; D_e – внутренний диаметр аппарата, м.

Коэффициент n представляет собой отношение эффективной внутренней длины сепаратора L_1 к его внутреннему диаметру [7]

$$n = \frac{L_1}{D_B}. \quad (3.2)$$

Для приближенных расчетов допустимую скорость газа гравитационного сепаратора горизонтального типа длиной более 3 м можно определить по эмпирической формуле [7]

$$v_G = 0,117 \sqrt{\frac{\rho_n - \rho_g}{\rho_g}} \cdot \left(\frac{L_1}{3} \right)^{0,52}. \quad (3.3)$$

где ρ_n и ρ_g – плотности частиц нефти и газа в смеси соответственно.

Применение вертикальных сепараторов с высотой меньше 0,6 м и горизонтальных сепараторов длиной менее 3 м не рекомендуется, так как в этом случае качество сепарации резко ухудшается и допустимые скорости должны быть значительно уменьшены [7].

Объёмный расход газа, поступающего на сепаратор можно определить через общий массовый расход газонасыщенной смеси Q_c и её газового фактора γ :

$$Q_{G.\text{зад}} = Q_c \gamma. \quad (3.4)$$

Сравнивая расчетную пропускную способность гравитационного сепаратора по газу с заданным расходом газа на сепаратор, делается вывод о соответствии выбранного сепаратора требованиям.

Задание и исходные данные

На сепарационную установку поступает газонасыщенная нефть (смесь) с массовым расходом Q_c , тыс.т/сут с газовым фактором γ , м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям). Сепарация производится при давлении P , МПа и температуре T , К на входе в сепаратор. Плотности частиц нефти и газа в составе смеси соответственно равны ρ_n , ρ_g .

Произвести расчет пропускной способности гравитационного сепаратора горизонтального типа по газу и подобрать потребное для установки количество сепараторов типа НГС (один большой или несколько, работающих параллельно) по ТУ 3683-015-00220322-99 «Сепараторы нефтегазовые», принимая в качестве критерия выбора минимум металлоложений. Привести чертёж, подробное описание принципа работы и параметры выбранного сепаратора [6].

Варианты исходных данных для расчета с компонентным составом природного газа приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Варианты исходных данных для расчета

Вариант	Q_c , тыс.т/сут	γ , м ³ /т	P , МПа	T , К	ρ_n , т/м ³	ρ_g , кг/м ³
1	10	100	0,6	300	0,70	0,65
2	20	120	1,0	310	0,71	0,66
3	30	140	1,6	315	0,72	0,67
4	40	160	2,5	320	0,73	0,68
5	50	180	4,0	330	0,74	0,69
6	60	200	6,3	340	0,75	0,7
7	70	100	0,6	300	0,76	0,71
8	80	120	1,0	310	0,77	0,72
9	90	140	1,6	315	0,78	0,73
10	100	160	2,5	320	0,79	0,74
11	10	180	4,0	330	0,80	0,75
12	20	200	6,3	340	0,81	0,76
13	30	100	0,6	300	0,82	0,77
14	40	120	1,0	310	0,83	0,78
15	50	140	1,6	315	0,84	0,79
16	60	160	2,5	320	0,85	0,80
17	70	180	4,0	330	0,86	0,81
18	80	200	6,3	340	0,87	0,82
19	90	100	0,6	300	0,88	0,83
20	100	120	1,0	310	0,89	0,84

21	10	140	1,6	315	0,90	0,85
22	20	160	2,5	320	0,70	0,86
23	30	180	4,0	330	0,71	0,87
24	40	200	6,3	340	0,72	0,88
25	50	100	0,6	300	0,73	0,89

Вопросы и задания для защиты контрольной работы

1. Назовите методы стабилизации нефти.
2. Что понимают под сепарацией нефти?
3. Сколько секций имеет гравитационный сепаратор?
4. К какому классу по давлению относятся выбираемые сепараторы?
5. Какими показателями оценивается эффективность работы сепараторов?
6. Для чего нужны жалюзи в сепараторе?
7. По каким критериям выбирается гравитационный сепаратор горизонтального типа?

Библиографический список

1. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. – Введ. 1997-07-01. – М. : Издательство стандартов, 2000. – 9 с.
2. ГОСТ 30319.1–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов переработки. – Введ. 1997-07-01. – М. : Стандартинформ, 1999. – 19 с.
3. ГОСТ 30319.2–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – Введ. 1997-07-01. – М. : Стандартинформ, 2002. – 54 с.
4. РД 39-30-718-82. Методика гидравлического расчета нефтепроводов при перекачке газонасыщенных нефтей. – Введ. 01.06.1982 № 232. – М. : ВНИИСПТнефть, 1982. – 6 с.
5. РД 153-39.0-112-2001 Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. – Введ. 01.01.2002 № 373. – М. : ВНИИГАЗ, 2001.
6. ТУ 3683-015-00220322-99 Сепараторы нефтегазовые. – М. : 1999.
7. Краус, Ю.А. Расчёты разделения продукции скважин: методич. указания к практическим и домашним занятиям / Ю.А. Краус. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2008. – 31 с.
8. Лазута, И.В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи : учебное пособие / И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев. – Омск : СибАДИ, 2015. – 160 с.
9. Кучумов Рубин Р., Кучумов Р.Р. Алгоритмизация задачи расчета физических свойств нефти, газа и породы в пакете MODELINGSED // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. №1. С.. URL: http://ogbus.ru/authors/KuchumovR/KuchumovR_1.pdf.