

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 21.05.06*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 21.05.06*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2021

УДК 622.276 (073)

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ:
Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост. *Г.Ю. Коробов, А.Н. Паляница*. СПб, 2021. 61 с.

Для обеспечения единого методического подхода к составлению проектных решений данные указания необходимо использовать при выполнении практических работ студентами специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии.

Предназначены для практических занятий студентов специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», а также слушателей системы дополнительного профессионального образования в соответствии с учебным планом и программой дисциплины «Сбор и подготовка скважинной продукции».

Научный редактор проф. *М.К. Рогачев*

Рецензент к.т.н. *Р.Р. Гумеров* (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2021

СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов специальности 21.05.06*

Сост. *Г.Ю. Коробов, А.Н. Паляница*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Г.Ю. Коробов*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 03.09.2021. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,5. Усл.кр.-отг. 3,5. Уч.-изд.л. 3,1. Тираж 75 экз. Заказ 786.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2

ВВЕДЕНИЕ

Поступающая из скважин продукция не является однофазной системой, нефтью или газом. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей, горных пород, затвердевшего цемента.

Продукция скважин нефтяных и газовых месторождений представляет собой многофазную многокомпонентную систему.

Рассмотрим некоторые определения.

Пластовая нефть – двухфазная газожидкостная система.

Сырая нефть – трёхфазная система, содержащая нефть, растворённый газ, пластовую воду и механические примеси.

Товарная нефть – однофазная нефтяная система, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

Согласно действующего ГОСТ Р51858–2002, нефть считается кондиционной (товарной), если в ней содержится не более 1 % воды и не более 900 мг/л хлористых солей, что соответствует третьей, наихудшей, группе качества.

Помимо этих двух существуют и другие показатели. Поэтому перед подачей нефти в магистральный трубопровод её необходимо подвергнуть специальной обработке, включающей следующие процессы:

1. Удаление из нефти лёгких углеводородных газов, находящихся в свободном или растворённом состоянии – процесс сепарации.
2. Отделение от нефти воды – процесс обезвоживания нефти.
3. Извлечение из нефти растворённых в ней солей – процесс обессоливания.

Для того чтобы добываемый природный газ или отделённый в процессе подготовки нефти удовлетворял предъявляемым к нему требованиям, перед подачей в магистральный трубопровод его подвергают тщательной обработке, включающей процессы:

1. Отделение от газа механических примесей, капельной воды и конденсата – процессы сепарации.

2. Удаление из газа паров воды. Этот процесс называется осушкой газа и одновременно процессом предотвращения гидратообразования, так как при осушке газа понижается температура образования гидратов.

3. Извлечение из газа тяжелых углеводородов – абсорбционное извлечение.

Промышленное обустройство требует большого объема капитальных вложений, значительная доля которых приходится на сооружение систем сбора и транспорта нефти и газа. Поэтому грамотная промысловая подготовка нефти и газа имеет первостепенное значение как для снижения капитальных затрат и эксплуатационных расходов, так и для сокращения сроков обустройства месторождений и, следовательно, для ускорения ввода в действие новых месторождений.

Состояние и свойства нефтяных систем определяются влиянием различных параметров: давлением, температурой, удельным объемом, компонентным составом фаз.

При движении УВ системы по всей цепочке "пласт–скважина – системы сбора и подготовки – магистральный трубопровод" непрерывно изменяется давление и температура. В результате изменяются фазовые состояния систем, компонентный состав фаз и, как следствие, наблюдаемые физико-химические свойства.

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, НЕФТЯНОГО ГАЗА И ПОПУТНОЙ ВОДЫ

Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки нефти, газа и воды является неотъемлемой частью проектирования и обустройства месторождений.

Технология подготовки нефти, газа и воды на установках включает в себя различное количество разнообразных аппаратов, емкостей и агрегатов, которые подбираются в соответствии с технологическими показателями процесса подготовки.

Основными технологическими установками, входящими в состав системы сбора и подготовки представлены на рисунке 1.1. На рисунке условными обозначениями предсталены:

I ст, II ст, III ст - первая, вторая и третья ступени разгазирования нефти;

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка,

ДНС — дожимная насосная станция;

УПН — установка подготовки нефти;

УПГ - установка подготовки нефтяного газа;

УУН — узел учета нефти;

НВП — насосы внешней перекачки;

ГПЗ — газоперерабатывающий завод;

НПЗ — нефтеперерабатывающий завод;

УППВ — установка подготовки пресной воды;

1 — добывающие скважины;

2 — замерная установка;

3 - блок подачи реагента;

4 — подогрев продукции;

5 — трехфазный делитель (ДНС с предварительным сбросом воды);

6 — вторая ступень разгазирования нефти;

7 — ступень глубокого обезвоживания сырой нефти;

8 - ступень обессоливания;

9 - стабилизация нефти;

10 - УПГ;

- 11 - УУН;
- 12 - НВП;
- 13 - водозабор;
- 14 - УППВ;
- 15 - очистные сооружения;
- 16 -кустовая насосная станция (КНС);
- 17 — нагнетательные скважины

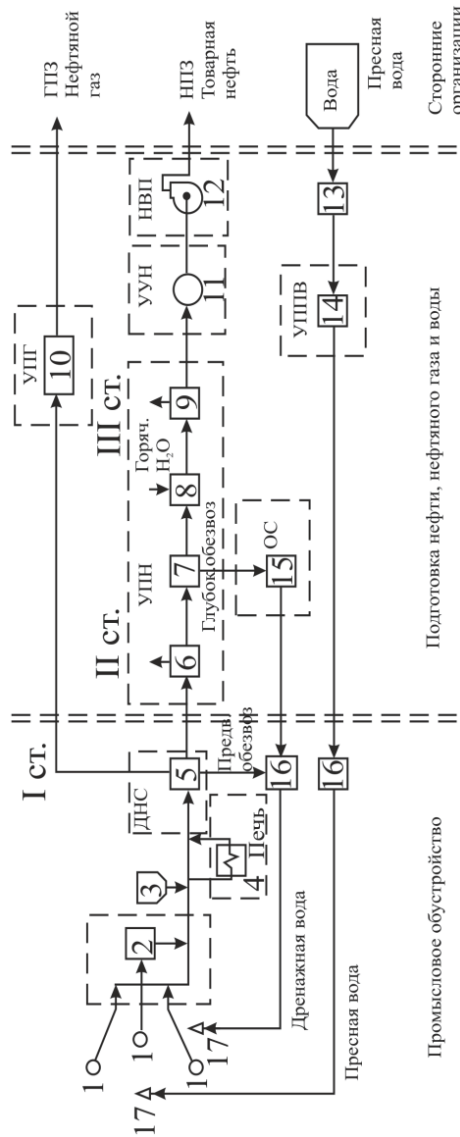


Рис. 1.1. Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды

2. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТИ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБОВАНИЯМИ ГОСТ Р 51858-2002

Цель работы:

1. Ознакомиться с государственным стандартом на нефть для поставки транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и экспорту;
2. Уметь по шифрам товарной нефти определять ее характеристики;
3. Закрепить полученный материал.

1. Классификация и условное обозначение нефтей

1.1. При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

1.2. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (таблица 2.1).

Таблица 2.1

Классы нефти			
Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	до 0,60 включительно	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	от 0,61 до 1,80	
3	Высокосернистая	от 1,81 до 3,50	
4	Особо высокосернистая	свыше 3,50	

1.3. По плотности, а при поставке на экспорт - дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на пять типов (таблица 2.2): 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

1.4. По степени подготовки нефть подразделяют на группы 1-3 (таблица 2.3).

1.5. По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 2.4).

Таблица 2.2

Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа											
	0		1		2		3		4			
	для пред- приятый РФ	для экспорта	для пред- приятый РФ	для экспорта	для пред- приятый РФ	для экспорта	для пред- приятый РФ	для экспорта	для пред- приятый РФ	для экспорта	для пред- приятый РФ	
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:												
20 °С	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		895,0			
15 °С	Не более 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		898,4			
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:												
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	-	-
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	-	-
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.3

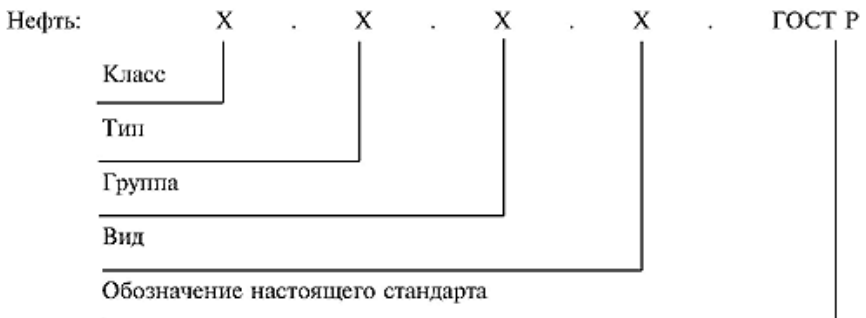
Наименование показателя	Группы нефти			Метод испытания
	Норма для нефти группы			
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более		0,05		По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более		66,7 (500)		По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)
Примечание - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.				

Таблица 2.4

Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн.-1 (ppm), не более	40	100	
Примечание – Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2013г. Определяются для набора данных.			

1.6. Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению типа добавляется индекс "э". Структура условного обозначения нефти:

*Примеры:*

1) нефть с массовой долей серы 0,15 % (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С – 811,0 кг/м³, при 15 °С – 814,8 кг/м³ (тип 0); с массовой долей воды 0,05 %, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм³, массовой долей механических примесей 0,02 %, с

давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой 204 °С 1 млн⁻¹ (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн⁻¹, легких меркаптанов 8 млн⁻¹ (вид 1) обозначается "Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".

2) нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15 % (класс 2); плотностью при температуре 20 °С – 865,0 кг/м³, при температуре 15 °С – 868,5 кг/м³ с выходом фракций до температуры 200 °С – 23 % об., до температуры 300 °С – 45 % об., с массовой долей парафина 4 % (тип 2э); с массовой долей воды 0,40 %, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм³, с массовой долей механических примесей 0,02 %, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С – 2 млн⁻¹ (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн⁻¹, легких меркаптанов 7 млн⁻¹ (вид 1) обозначается "Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".

2. Технические требования

2.1. Нефть должна соответствовать требованиям таблиц 1-4.

2.2. Нефть при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должна соответствовать требованиям таблицы 3, группы 1 и таблицы 4, виды 1,2.

3. Требования безопасности

3.1. Нефть является природным жидким токсичным продуктом.

Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела.

Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния.

3.2. Нефть содержит легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека и для окружающей среды. Предельно допустимые концентрации нефтяных паров и опасных веществ нефти в воздухе рабочей зоны установлены в ГОСТ 12.1.005 .

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны – не более 10 мг/м^3), при хранении и лабораторных испытаниях – к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C_1-C_{10} в пересчете на углерод – не более $900/300 \text{ мг/м}^3$)[1]. Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн^{-1} , считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м^3 , сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C_1-C_5 – не более 3 мг/м^3 .

3.3. При загорании нефти применяют средства пожаротушения: распыленную воду, химическую и механическую пену; при объемном тушении применяют порошковые огнетушители, углекислый газ, при тушении жидкостью – бромэтиловые составы (СЖБ), перегретый пар, песок, асбестовые покрывала, кошму и другие средства.

4. Требования охраны окружающей среды

4.1. При хранении, транспортировании нефти и приемосдаточных операциях должны быть приняты меры, исключющие или снижающие до уровня не более предельно допустимого содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и обеспечивающие выполнение требований охраны окружающей среды.

Средства предотвращения выбросов должны обеспечивать показатели качества воздуха рабочей зоны и атмосферного воздуха в условиях максимального выброса, соответствующие гигиеническим и экологическим нормативам качества атмосферного воздуха, предельно допустимым уровням физических воздействий, техническим нормативам выброса и предельно допустимым (критическим) нагрузкам на атмосферный воздух. Допустимые выбросы нефтяных паров в атмосферу устанавливают по ГОСТ 17.2.3.02.

4.2. Загрязнение нефтью водных акваторий в результате аварий устраняют локализацией разливов, сбором разлитой нефти или другими методами.

4.3. Предельно допустимая концентрация нефти в воде объектов культурно-бытового пользования и хозяйственно-питьевого назначения для нефти классов 3, 4 – не более $0,1 \text{ мг/дм}^3$, для нефти классов 1, 2 – не более $0,3 \text{ мг/дм}^3$; водных объектов рыбохозяйственного назначения – не более $0,05 \text{ мг/дм}^3$ по СанПиН 2.1.5.980.

4.4. Загрязнение почвы разлитой нефтью ликвидируют сбором нефти с последующей рекультивацией почвы или другими методами очистки. Остаточное содержание нефти в почве после ликвидации загрязнения и проведения рекультивационных работ установлено в нормативных и технических документах, принятых в установленном порядке.

5. Правила приемки

5.1. Нефть принимают партиями. Партией считают любое количество нефти, сопровождаемое одним документом о качестве по ГОСТ 1510.

5.2. Приемосдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность;
- массовая доля серы;
- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей.
- давление насыщенных паров (только при приеме и сдаче в системе трубопроводного транспорта).

При несоответствии любого из показателей требованиям настоящего стандарта или разногласиях по этому показателю проводят повторные испытания той же пробы, если она отобрана из пробоотборника, установленного на потоке, или повторно отобранной пробы, если она отобрана из резервуара или другой емкости.

Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию.

5.3. Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные принимающей и сдающей сторонами, но не реже одного раза в 10 дней по следующим показателям:

- массовая доля механических примесей;
- давление насыщенных паров (кроме нефти в системе трубопроводного транспорта);
- наличие сероводорода (или массовая доля сероводорода и легких меркаптанов при наличии в нефти сероводорода);
- содержание хлорорганических соединений.

При поставке нефти на экспорт дополнительно определяют выход фракций и массовую долю парафина.

Результаты периодических испытаний заносят в документ о качестве испытуемой партии нефти и в документы о качестве всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям настоящего стандарта испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

5.4. При разногласиях в оценке качества нефти проводят испытания хранящейся арбитражной пробы. Испытания проводят в лаборатории, определенной соглашением сторон.

Результаты повторных испытаний считают окончательными и вносят в паспорт качества на данную партию нефти.

Задание:

1. Изучить подразделения нефти на классы, типы, группы качества и виды.

2. Изучить условное обозначение нефти.

3. Изучить требования безопасности и требования охраны окружающей среды.

4. Изучить правила приемки товарной нефти.

5. Написать обозначение нефти по ГОСТ:

1) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы 1,15%, плотностью при 20 °С – 860,0 кг/м³, концентрации хлористых солей 120 мг/дм³, массовой доли воды 0,40 %, с массовой

долей сероводорода 10 млн^{-1} , с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой $204 \text{ }^\circ\text{C} - 3 \text{ млн}^{-1}$;

2) нефть (при поставке на экспорт) массовой доли серы $1,15 \%$, плотностью при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ $860,0 \text{ кг/м}^3$, объемной доли фракций до $200 \text{ }^\circ\text{C} - 26 \%$, до $300 \text{ }^\circ\text{C} - 46 \%$, до $350 \text{ }^\circ\text{C} - 55 \%$, массовой доли парафина $4,1 \%$, концентрации хлористых солей 90 мг/дм^3 , массовой доли воды $0,40 \%$, при отсутствии сероводорода;

3) нефть (при поставке потребителю в России) массовой доли серы $3,15\%$, плотностью при 20°C $877,0 \text{ кг/м}^3$, концентрации хлористых солей 120 мг/дм^3 , массовой доли воды $0,70 \%$, с массовой долей сероводорода 10 млн^{-1} , с массовой долей органических хлоридов во фракции с температурой $204 \text{ }^\circ\text{C} - 11 \text{ млн}^{-1}$.

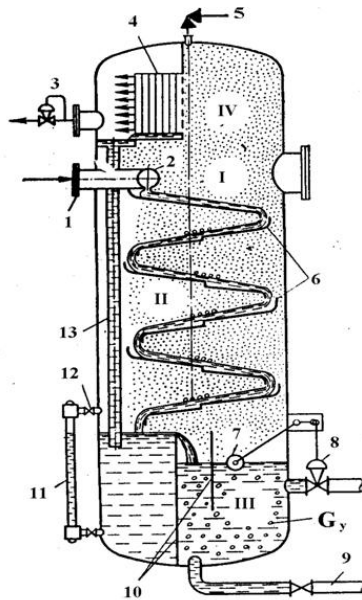
3. РАСЧЕТ СЕПАРАТОРОВ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ

В системе сбора и подготовки применяется различное сепарационное оборудование, которое имеет различное исполнение и конструкцию.

Отделение нефти от газа и воды в различных сепараторах производится с целью:

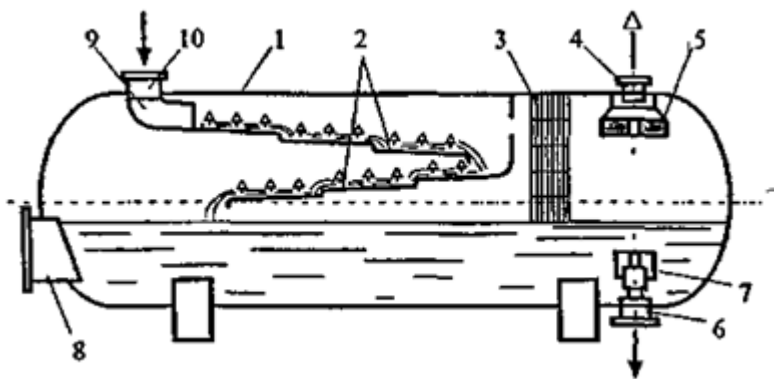
1. получения нефтяного газа, который используется как химическое сырье или как топливо;
2. уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения за счет этого гидравлических сопротивлений;
3. уменьшения пенообразования (оно усиливается выделяющимися пузырьками газа);
4. уменьшения пульсаций давления в трубопроводах при дальнейшем транспорте нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти (УПН).

На рисунке 3.1 представлен общий вид вертикального сепаратора с жалюзийной насадкой. А на рисунке 3.2 горизонтальный газонефтяной сепаратор. Сферические сепараторы применяются для разгазирования нефти при разработке шельфовых месторождений, которые отличаются высоким давлением. Конструкции сферических сепараторов представлены на рисунке 3.3.



I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеуловительная; 1 – ввод продукции скважин; 2 – раздаточный коллектор; 3- регулятор уровня «до себя»; 4 – каплеуловительная насадка; 5 - предохранительный клапан; 6 – наклонные плоскости; 7 – датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 – исполнительный механизм; 9 – патрубок; 10 - предохранительный клапан; 11 – водомерное стекло; 12 – отключающие краники; G_y – масса газовых пузырьков, уносимых с нефтью из сепаратора; 13 – дренажная трубка.

Рис. 3.1 - Общий вид вертикального сепаратора



1 — технологическая емкость; 2 — наклонные желоба; 3 — пеногаситель;
 4 — выход газа; 5 — влагоотделитель; 6 — выход нефти; 7 — устройство для
 предотвращения образования воронки; 8 — люк-лаз; 9 — распределительное
 устройство; 10 — ввод продукции

Рисунок 3.2 - Горизонтальный газонефтяной сепаратор

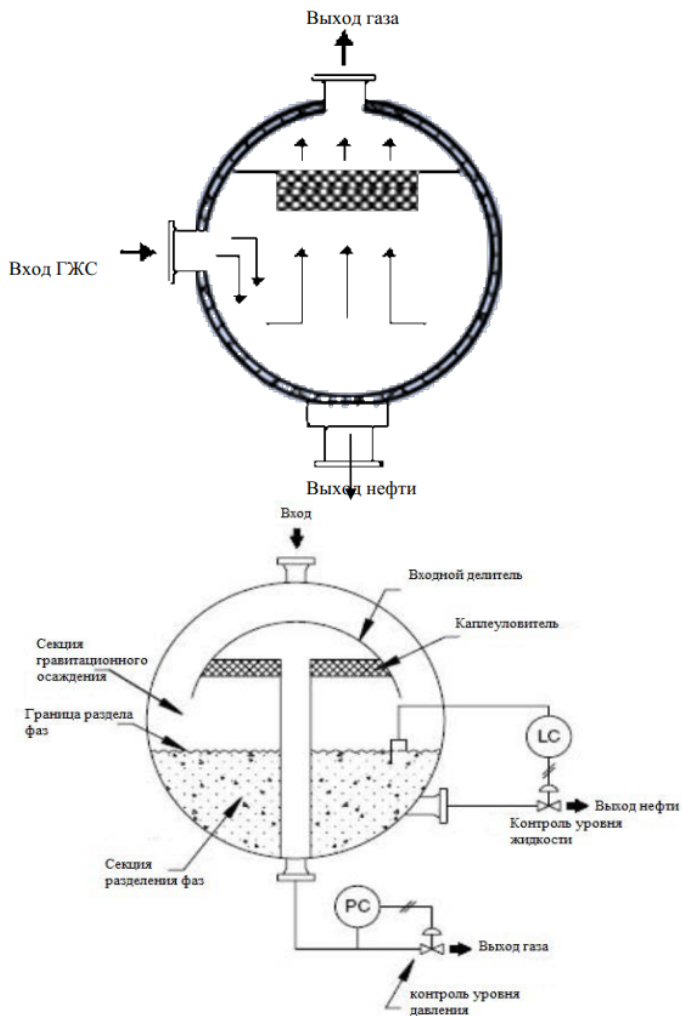


Рис. 3.3 – Конструкции сферических сепараторов

Любой тип сепараторов должен рассчитываться на пропускную способность как по газу, так и по жидкости. Сравнительно легко поддаются расчету вертикальные гравитационные сепараторы и гидроциклонные.

3.1. Расчет вертикального сепаратора по газу

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы скорость движения газового потока (W_{Γ}) в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц ($W_{\text{ч}}$):

$$W_{\Gamma} < W_{\text{ч}}$$

Пропускную способность определяют в зависимости от допустимой скорости движения газа, при которой будет происходить осаждение капель жидкости минимального размера, принятого для расчета ($d=0,1$ мм).

Допущения:

• оседание частицы происходит только под действием силы тяжести;

- частица (твердая или жидкая) имеет форму шара;
- движение газа в сепараторе установившееся;
- движение частички принимается свободным;
- скорость оседания частицы постоянная

Практика эксплуатации гравитационных сепараторов показала, что оптимальной скоростью газа является 0,1 м/с при давлении 5,87 МПа/м² (60 кгс/см²). Допустимая скорость движения газа определяется из условия равновесия сил, действующих на частицу.

а) При $Re \leq 1$ (размер частиц не более 80 мкм) определяется формулой Стокса:

$$W_{\text{ч}} = \frac{d^2 \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{г}}}, \text{ м/с}, \quad (3.1)$$

где d – диаметр оседающей или всплывающей частицы (жидкости, газа), м;

$\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{г}}$ – соответственно, плотность жидкости и газа в условиях сепаратора, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа, Па·с.

б) При $2 < Re \leq 500$ определяется формула Аллена (размер частиц 300-800 мкм):

$$W_{ж} = 0,152 \cdot \frac{d^{1,14} \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г})^{0,71} \cdot g^{0,71}}{\mu_{г}^{0,43} \cdot \rho_{г}^{0,71}}, \text{ м/с.} \quad (3.2)$$

в) При $Re > 500$ определяется формулой Ньютона-Риттингера (размер частиц более 800 мкм):

$$W_{жс} = 1,75 \cdot \left(\frac{d \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г}) \cdot g}{\rho_{г}} \right)^{1/2}, \text{ м/с.} \quad (3.3)$$

Условие осаждения частицы: $W_{жс} - W_2 > 0$.

На практике при расчетах принимается, что

$$W_{жс} = 1,2W_2. \quad (3.4)$$

Пропускная способность вертикального сепаратора по газу связана со скоростью газа следующим уравнением:

$$V = 86400 \cdot F \cdot W_2 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z}, \text{ м/с,} \quad (3.5)$$

где W_2 – скорость подъема газа в вертикальном сепараторе, м/с;

F – площадь поперечного сечения сепаратора, м²;

P и P_0 – соответственно давление в сепараторе и давление при нормальных условиях ($101,3 \cdot 10^3$ Па);

T и T_0 – соответственно температура в сепараторе и температура при нормальных условиях (273 К);

Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Отсюда:

$$W_{г} = 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{V \cdot T}{D^2 \cdot P} \cdot Z, \text{ м/с.} \quad (3.6)$$

Подставив уравнения (3.1) и (3.6) в (3.4) получаем:

$$\frac{d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{г}} = 1,2 \cdot 5,4 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{V \cdot T}{D^2 \cdot P} \cdot Z.$$

Или

$$V = \frac{d^2 \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г}) \cdot g \cdot D^2 \cdot P \cdot 10^3}{116,64 \cdot \mu_{г} \cdot T \cdot Z} \quad (3.7)$$

3.2. Расчет вертикального сепаратора по жидкости

Расчет вертикальных гравитационных сепараторов по жидкости сводится к выполнению условия, чтобы скорость подъема уровня жидкости $W_{ж}$ в них была меньше скорости всплывания газовых пузырьков, т.е.

$$W_{ж} < W_{г}. \quad (3.8)$$

Скорость всплывания пузырьков газа $W_{г}$ в жидкости можно определять по формуле Стокса (2.1), заменив в ней динамическую вязкость газа $\mu_{г}$ на динамическую вязкость жидкости $\mu_{ж}$.

Учитывая соотношение (2.8), пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно вычислить, используя формулу (3.4):

$$\frac{Q_{ж}}{86400 \cdot F} = 1,2 \cdot \frac{d^2 \cdot (\rho_{н} - \rho_{г}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{н}}. \quad (3.9)$$

Или

$$Q_{ж} = 86400 \cdot F \cdot 1,2 \cdot \frac{d^2 \cdot (\rho_{н} - \rho_{г}) \cdot g}{18 \cdot \mu_{н}}, \quad (3.10)$$

где $F = \pi \cdot \frac{D^2}{4}$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

3.3. Расчет горизонтального сепаратора по газу

В условиях горизонтального сепаратора:

$$\frac{W_{ж}}{W_{г}} = \frac{h}{l}, \quad (3.11)$$

где $W_{ж}$ – скорость оседания частиц жидкости, м/с;

$W_{г}$ – скорость газа в сепараторе, м/с;

h – расстояние по вертикали от верхней образующей до уровня нефти в сепараторе, м; $h = (0,5 - 0,55)D$;

l – длина сепаратора, м.

Подставив в (3.11) выражения для скоростей (3.1) и (3.6), получаем уравнения для определения пропускной способности по газу:

$$V = 101 \cdot \frac{l}{h} \cdot \frac{D^2 \cdot P \cdot d^2 (\rho_{ж} - \rho_{г}) \cdot g}{\mu_{г} \cdot T \cdot Z}, \text{ м/с.} \quad (3.12)$$

При расчетах сепараторов на пропускную способность плотность газов в условиях сепаратора рассчитывается по формуле:

$$\rho_{г} = \rho_0 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z}, \quad (3.13)$$

где: ρ_0 – плотность газа при Н.У., кг/м³;
 P и P_0 – соответственно давление в сепараторе и давление при Н.У.;
 T и T_0 – соответственно абсолютная температура в сепараторе, и абсолютная нормальная температура (273 К).

Задание 3.1.

При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром d (мкм). Смесь находится под давлением P (МПа) при температуре T (К). Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр D . Известны плотность нефти, плотность газа и его вязкость, фактор сверхсжимаемости.

Задание 3.2.

Известна пропускная способность по газу вертикального сепаратора, его диаметр, давление и температура в аппарате. Установить, будет ли происходить оседание капель нефти определенного диаметра и плотности в потоке газа известной плотности и вязкости.

Таблица 3.1

Исходные данные для задания 3.1

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление сепарации, МПа	0,70	0,35	0,50	0,60	0,40	0,45	0,55	0,20	0,24	0,15
Температура сепарации, °С	25	30	20	22	32	40	24	28	18	26
Диаметр сепаратора, м	2,2	1,4	1,2	1,6	1,0	2,0	2,6	3,0	1,6	1,8
Диаметр капли нефти, мкм	95	95	100	75	65	80	70	90	50	85
Плотность нефти, кг/м ³	818	838	860	820	815	845	870	852	887	893
Плотность газа при НУ, кг/м ³	1,80	0,75	0,90	1,20	0,88	0,84	0,7	0,80	0,67	1,1
Вязкость газа, 10 ⁻⁵ Па·с	3	1,3	2	1,8	1,5	1,2	1,6	1,1	1,4	1,0
Коэффициент сжимаемости	1									

Таблица 3.1

Исходные данные для задания 3.2

Параметр	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пропускная способность по газу, $\cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{сут}$	4	0,8	0,8	8	1	0,2	1	1,2	1,3	0,4
Давление сепарации, МПа	0,70	0,35	0,50	0,60	0,40	0,45	0,55	0,20	0,24	0,15
Температура сепарации, $^{\circ}\text{C}$	25	30	20	22	32	40	24	28	18	26
Диаметр сепаратора, м	2,2	1,4	1,2	1,6	1,0	2,0	2,6	3,0	1,6	1,8
Диаметр капли нефти, мкм	75	40	120	100	90	65	80	75	65	115
Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	818	838	860	820	815	845	870	852	887	893
Плотность газа при НУ, $\text{кг}/\text{м}^3$	1,80	0,75	0,90	1,20	0,88	0,84	0,7	0,80	0,67	1,1
Вязкость газа, $\cdot 10^{-5} \text{ Па}\cdot\text{с}$	3	1,3	2	1,8	1,5	1,2	1,6	1,1	1,4	1,0

4. РАСЧЕТЫ СЕПАРАЦИИ ГАЗА В ГАЗОНЕФТЯНЫХ СЕПАРАТОРАХ ПЕРВОЙ СТУПЕНИ

Качество работы газонефтяных сепараторов первой ступени определяется в основном условиями работы осадительной и каплеуловительной секции. При этом эффективность сепарации газа оценивается удельным количеством капельной жидкости (нефти), уносимой потоком газа из сепаратора и характеризующей коэффициентом уноса жидкости:

$$K_{ж} = G_{ж} / G_{г}, \quad (4.1)$$

где $G_{ж}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$G_{г}$ – объемный расход газа на выходе из сепаратора, $\text{м}^3/\text{сут}$.

При этом все объемные расходы газа и жидкости приведены к давлению и температуре в сепараторе. Принимается также, что в сепараторе газообразная и жидкая фазы находятся в термодинамическом равновесии.

Рекомендуется при расчетах и проектировании газонефтяных сепараторов принимать:

$$K_{ж} \leq 10^{-8}. \quad (4.2)$$

Технико-экономическое совершенство газонефтяных сепараторов определяется их пропускной способностью и металлоемкостью. Максимально допустимую скорость (м/с) газового потока в гравитационных сепараторах при давлении сепарации рекомендуется определять по формуле:

$$\omega_{г}(p) \leq 0,245 \cdot p^{-0,5}, \quad (4.3)$$

где p – давление в сепараторе, МПа.

В вертикальных сепараторах допустимые скорости потока газа относятся к полному поперечному сечению сепаратора, а в горизонтальных – к поперечному сечению аппарата, не занятому жидкостью. Таким образом, объемная пропускная способность сепаратора по газу, приведенная к нормальным условиям, определяется:

$$Q_{гп} = F \cdot \omega_{г}(p) \frac{p \cdot T_0}{p_0 \cdot T \cdot z}, \quad (4.4)$$

где F – площадь поперечного сечения потока газа в сепараторе;

p – давление в сепараторе, МПа;

T – температура в сепараторе, К;

z – коэффициент сжимаемости реального газа;

p_0, T_0 – нормальные давление и температура, МПа и К соответственно.

В первом приближении, подставляя в (4.4) скорость (4.3) при давлениях первой ступени сепарации нефти на промыслах до 0,6 МПа получают ($\text{м}^3/\text{с}$):

$$Q_{\text{гп}} \leq 660 \frac{F \cdot \sqrt{p}}{T} . \quad (4.5)$$

Вместо (4.5) можно воспользоваться формулой, выражая $Q_{\text{гп}}$

$$Q_{\text{гп}} \leq 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \cdot \sqrt{p}}{T} . \quad (4.6)$$

Для обеспечения пропускной способности газонефтяного сепаратора по газу (5.6) пропускная способность его по жидкости должна быть не менее:

$$Q_{\text{жп}} = 57,05 \cdot 10^6 \frac{F \cdot \sqrt{p}}{G(p)(1-B)T} , \quad (4.7)$$

где $G(p)$ – отношение объема газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе, к объему нефти;

B – обводненность добываемой продукции.

Для заданных размеров газонефтяного сепаратора доля сечения, занятая потоком газа, должна удовлетворять неравенству:

$$f_{\text{г}} \geq \frac{10^{-6}}{44,8D^2} Q_{\text{ж}} G(p)(1-B) \frac{T}{\sqrt{p}} , \quad (4.8)$$

где $f_{\text{г}}$ – доля поперечного сечения сепаратора, занятая потоком газа;

D – диаметр газонефтяного сепаратора, м;

$Q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкости, проходящий через сепаратор, $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$G(p) = Q_{\text{г}}(p)/Q_{\text{н}} , \quad (4.9)$$

где $Q_{\text{г}}(p)$ – объемный поток газа, выделившегося из нефти при давлении и температуре в сепараторе, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$Q_{\text{н}}$ – объемный поток нефти, поступающей в сепаратор, $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{н}}/B . \quad (4.10)$$

Количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти в сепараторе, приведенное к нормальным условиям:

$$G = \Gamma_n R [D_1 (1 + R) - 1], \quad (4.11)$$

где Γ_n – газонасыщенность пластовой нефти, м³/т;

$$R = \frac{\lg \frac{p_1}{p_{s20}}}{\lg(10 \cdot p_{s20})}; \quad (4.12)$$

p_{s20} – давление насыщения нефти при 20 °С, МПа.

$$p_{s20} = p_s + \frac{20 - t_{nl}}{9,157 + f_{iu}}; \quad (4.13)$$

p_s – давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа;

t_{nl} – пластовая температура, °С;

$$f_{iu} = \frac{701,8}{\Gamma_T (N_{CH_4} - 0,8N_A)}; \quad (4.14)$$

N_{CH_4}, N_A – молярная доля метана и азота, соответственно, в газе однократного разгазирования нефти до атмосферного давления при 20 °С;

$$D_1 = 4,06(\bar{p}_n \cdot \bar{p}_c - 1,045); \quad (4.15)$$

$$\bar{p}_n = p_n / 1000; \quad (4.16)$$

p_n – плотность дегазированной нефти при 20 °С и атмосферном давлении, кг/м³;

\bar{p}_c – относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти.

$$Q_2 = Q_n \cdot \rho \cdot g. \quad (4.17)$$

Задача 4.1

Определить необходимый диаметр вертикального сепаратора (все его поперечное сечение занято газом), если нагрузка на него по жидкости составляет $Q_{ж} = 10\,000$ м³/сут, газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$. **Примечание.** Из технических характеристик вертикальных сепараторов известно, что их максимальный диаметр не превышает 1,6 м.

Задача 4.2

Определить максимальную нагрузку на вертикальный сепаратор диаметром 1,6 м по жидкости, если газовый фактор нефти при давлении в сепараторе 0,6 МПа и температуре 293 К равен $G(p) = 100$ (объем газа приведен к нормальным условиям), обводненность добываемой продукции $B = 0,5$.

Указания.

1. Определяем максимальную пропускную способность вертикального сепаратора по газу.
2. Находим объемный поток нефти, поступающей в сепаратор.
3. Максимальная нагрузка на сепаратор по жидкости.
4. Допустимая нагрузка на сепаратор по жидкости.

Задача 4.3

Определить долю сечения горизонтального газонефтяного сепаратора конструкции ЦКБН, которая должна быть занята потоком газа, если нагрузка на сепаратор по жидкости составляет $10\,000\text{ м}^3/\text{сут}$, из 1 м^3 нефти в сепараторе выделяется 100 м^3 газа (объем газа приведен к нормальным условиям). Давление в сепараторе 0,6 МПа, температура 293 К. Диаметр сепаратора 2,2 м. Обводненность нефти 50 %.

Примечание. По технической характеристике горизонтального сепаратора НГС6-2200 при рабочем давлении 0,6 МПа и пропускной способности по жидкости $10\,000\text{ м}^3/\text{сут}$ пропускная способность его по газу составляет $600\,000\text{ м}^3/\text{сут}$.

Указания.

1. Определяем долю поперечного сечения сепаратора, занятую потоком газа, чтобы скорость его была не более рекомендуемой (0,1 м/с).
2. Находим допустимую нагрузку на сепаратор по газу с учетом того, что $F = 0,25\pi \cdot D^2 \cdot f_r$.

Задача 4.4

Подобрать горизонтальный газонефтяной сепаратор

конструкции ЦКБН, если нагрузка на него по нефти составляет $10\,000\text{ м}^3/\text{сут}$ с рабочим давлением $0,6\text{ МПа}$ и температурой 20°С . Давление насыщения пластовой нефти $10,2\text{ МПа}$, пластовая температура 54°С , газонасыщенность $136,5\text{ м}^3/\text{т}$ (объем газа приведен к нормальным условиям), плотность дегазированной нефти при 20°С и атмосферном давлении $825,1\text{ кг}/\text{м}^3$, относительная (по воздуху) плотность газа однократного разгазирования нефти $1,09$; молярные доли – азота $0,0278$ и метана $0,3906$ в газе однократного разгазирования.

Указания.

1. Находим вспомогательные коэффициенты.
2. Рассчитываем давление насыщения нефти газом при 20°С .
3. Определяем количество газа, выделяющееся из каждой тонны нефти при условиях в газонефтяном сепараторе.
4. Находим нагрузку на сепаратор по газу.
5. Выбираем сепаратор из табл. 4.1

Таблица 4.1

Основные параметры сепараторов ЦКБН, рассчитанных на рабочее давление $0,6\text{ МПа}$

Сепаратор	Пропускная способность, $\text{м}^3/\text{сут}$		Длина сепаратора, мм	Условный диаметр сепаратора, мм	Масса, кг
	По газу	По жидкости			
НГС6-1400	$0,15 \cdot 10^6$	2000	5660	1400	1900
НГС6-1600	$0,34 \cdot 10^6$	5000	7455	1600	2800
НГС6-2200	$0,60 \cdot 10^6$	10000	8205	2200	5200
НГС6-2600	$1,00 \cdot 10^6$	20000	11370	2600	12700
НГС6-3000	$1,50 \cdot 10^6$	30000	12620	3000	12700

5. ПОДГОТОВКА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

На современном нефтяном месторождении суточный расход воды может достигать сотен тысяч кубических метров. Самыми крупными потребителями воды являются цехи поддержания пластового давления (ППД), закачивающие воды в залежь с целью продления фонтанирования скважин и значительного увеличения коэффициенты нефтеотдачи.

Пригодность воды, подлежащей нагнетанию в пласты, обычно определяется в лабораторных условиях путем фильтрации её через естественные керны. Вода считается пригодной для закачки в пласт, если проницаемость естественного керна остается постоянной.

Для заводнения традиционно используются как пресные воды (природные), так и сточные (в основном пластовые), но все они должны соответствовать

Очистка воды происходит на установке подготовки пластовой воды (УПВ). Установка предназначена для осуществления следующих технологических операций:

- подготовка пластовой воды - отделение газа, нефти, органики, коллоидной глины и других взвешенных веществ;
- прием и дозированная подача химических реагентов.

Технологии для очистки воды:

- Гидроциклоны – отделители твердых примесей
- Гидроциклоны-нефтеуловители
- Пластинчатые сепараторы
- Фильтры с ореховой скорлупой
- Флотаторы

Принцип работы УПВ

Подтоварная вода под давлением УПН поступает на **блок гидроциклонов**, для отделения под действием центробежных сил крупных твердovзвешенных частиц. Далее вода поступает в **сепаратор-флотатор**, где посредством водогазовой флотации освобождается от нефти и взвешенных веществ. Водогазовая смесь подается в распределительную систему флотатора центробежным насосом через **водогазовый эжектор**, забирающий свободный газ из газовой зоны флотатора. Центробежный насос обеспечивает

постоянную циркуляцию в распределительную систему того же флотатора. При необходимости перед входом на блок гидроциклонов в воду подается коагулянт или флокулянт. Очищенная вода через буферную емкость подается на вход насосов КНС. Частично обводненная уловленная нефть через накопительную емкость отправляется на вход УПН. Свободный газ, не участвующий в процессе флотации, отправляется на факел низкого давления.

Гидроциклон – это центробежный сепаратор. Принцип действия гидроциклонов основан на сепарации частиц твердой фазы в возвращающемся потоке жидкости. Величина скорости сепарирования частицы в центробежном поле гидроциклона может превышать скорость осаждения эквивалентных частиц в поле гравитации в сотни раз.

Конструкция гидроциклона с основными размерами приведена на рис. 5.1.а, а схема движения потоков на рис. 5.1 б.

Рабочие инструменты гидроциклонов:

- цилиндрично-конический сосуд
- питающая насадка
- песковая насадка
- сливной патрубков
- сливная труба

Сточные воды очищают в открытых и закрытых (напорных) гидроциклонах. Открытые гидроциклоны обычно проектируют для очистки сточных вод от тяжелых примесей. Решающее влияние на рабочий эффект открытого гидроциклона оказывают физические свойства частиц (размер, форма, плотность и др.), для задержания которых он предназначен, а также геометрические размеры гидроциклона и гидравлический режим его работы.

Технические характеристики рассчитываемых гидроциклонов серий ТВ и ТВП (изготовлены из пластмасс) приведены в табл. 5.1.

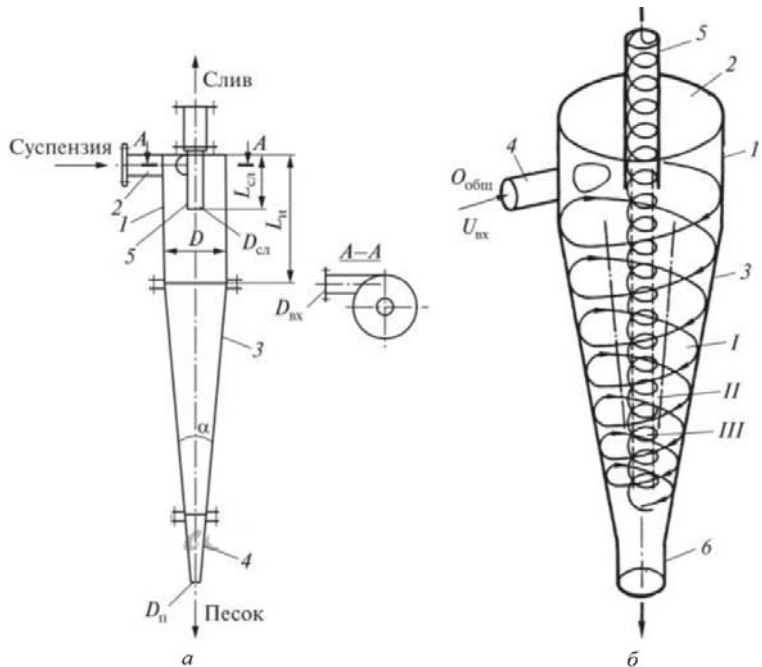


Рис. 5.1 Напорный гидроциклон (а) и схема движения потоков (б)

1 — корпус; 2 — тангенциальный входной патрубок; 3 — конус; 4 — песковая насадка; 5 — сливной патрубок; / — внешняя зона; II — внутренняя зона; III — зона разрезания (воздушный столб)

Таблица 5.1.

Техническая характеристика гидроциклонов

Типоразмер	Диаметр корпуса D , мм	Производительность V_c , м ³ /ч (при перепаде давления $P_{вх} - P_{сл} = 0,4$ МПа)	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
<i>Серия ТВ</i>				
ТВ-25	25	1,5	90x120x400	4
ТВ-32	32	2,5	95x120x500	5
ТВ-40	40	3,6	100x140x600	7
ТВ-50	50	6,0	150x180x700	11
ТВ-63	63	9	160x180x850	15
ТВ-80	80	14	170x280x1050	20
ТВ-100	100	20	220x320x900	25
ТВ-125	125	30	230x360x1000	30
ТВ-150	150	50	260x400x1200	40
ТВ-200	200	90	350x450x1500	70
ТВ-250	250	120	400x500x1700	ПО
ТВ-300	300	200	450x600x2000	160
<i>Серия ТВП</i>				
ТВП-25	25	1,5	90x120x400	0,18
ТВП-32	32	2,5	95x120x500	0,30
ТВП-40	40	3,6	100x140x600	0,47
ТВП-50	50	6,0	150x180x700	0,62
ТВП-63	63	9	160x180x850	0,81
ТВП-80	80	14	170x280x1050	1,33
ТВП-100	100	20	220x320x900	2,10

Геометрические характеристики проточной части гидроциклона определяются следующими относительными размерами:

$$d_{вх} = D_{вх} / D; d_{сл} = D_{сл} / D; d_{п} = D_{п} / D; l_{ц} = L_{ц} / D; l_{сл} = L_{сл} / D;$$

где обозначения размеров см. на рис. 5.1, а Выбор этих величин зависит от назначения и условий работы гидроциклона в технологической схеме.

При необходимости тонкой очистки жидкости от взвешенных частиц гидроциклона выполняют с длинным конусом ($\alpha = 5-10^\circ$). В гидроциклонах, предназначенных для сгущения суспензии, конус укорачивают ($\alpha = 10-30^\circ$), а в гидроциклонах –

классификаторах выполняют максимально коротким ($\alpha = 30-120^\circ$).

Для обеспечения наибольшей эффективности разделения входное и сливное отверстие выполняют с относительными размерами $d_{вх} = 0,20-0,25$; $d_{сл} = 0,25-0,30$. Чтобы снизить гидравлическое сопротивление гидроциклона, иногда увеличивают до $d_{вх} = 0,25-0,3$; $d_{сл} = 0,35-0,4$. Относительные длины сливного патрубка и цилиндрической части корпуса выбирают в пределах $l_{сл} = 0,5-1,5$, $l_{ц} = 1,5-3$.

Для уменьшения расхода сгущенной суспензии и повышения ее концентрации размер пескового отверстия выполняют по возможности малым, но таким, чтобы не происходило его забивки. Отношение размеров выходных отверстий $\Delta = D_{п} / D_{сл}$, называемое разгрузочным отношением, выбирают в пределах $\Delta = 0,3-0,5$. В табл. 5.2 приведены пропорции гидроциклонов серий ТВ и ТВП.

Таблица 5.2.

Относительные размеры проточной части гидроциклонов ТВ и ТВП

Относительный размер	Серия и типоразмер			
	ТВ		ТВП	
	25-80	100-300	25-50	63-100
$d_{вх}$	0,25	0,25	0,25	0,25
$d_{сл}$	0,3	0,3	0,3	0,3
$l_{ц}$	2	2	2	1,5
$l_{сл}$	1	1	1	0,8
Δ (минимальное значение)	0,3	0,3	0,3	0,3
a°	5	10	5	8

Суспензии в гидроциклонах обычно сгущают до концентраций не более 5—10 % масс., чтобы избежать забивки пескового отверстия. При таких малых концентрациях дисперсной фазы плотности потоков на входе и выходе почти не различаются ($\rho_c > \rho_0 > \rho_{сг}$), поэтому для гидроциклонов общий баланс по суспензии можно составить приблизительно не в массовых расходах, а в объемных.

Для определения требуемой эффективности разделения η , нужно определить объемный расход по осветленной жидкости:

$$V_0 = V_c - V_{cr} \quad (5.1)$$

где V_c , V_0 , V_{cr} — объемные расходы соответственно по исходной суспензии, осветленной жидкости и сгущенной суспензии.

Концентрация твёрдой фазы сгущённой суспензии

$$C_{cr} = \frac{V_c C_c - V_0 C_0}{V_{cr}} \quad (5.2)$$

где C_c , C_0 , C_{cr} — концентрации соответственно исходной, осветленной и сгущенной суспензии, кг/м³

Требуемая эффективность разделения:

$$\eta = \frac{V_{cr} C_{cr}}{V_c C_c} \quad (5.3)$$

При выполнении проектного расчета решают прямую задачу — выбирают необходимый типоразмер гидроциклона по заданной производительности и эффективности разделения, для чего сначала рассчитывают диаметр D и подбирают нужный типоразмер гидроциклона.

На первом этапе расчета функцию $\eta(\delta)$ рассматривают в первом приближении как функцию логарифмически нормального распределения с граничной крупностью разделения $\delta_{\eta=50}$ (т.е. частиц, улавливаемых на 50 %) и дисперсией распределения δ_η , зависящей от геометрических характеристик гидроциклона, причем для гидроциклонов серий ТВ и ТВП $\delta_\eta = 1,5$.

Граничная крупность частиц, улавливаемых на 50%

$$\delta_{\eta=50} = \delta_{50} \cdot 10^{-x \sqrt{lg^2 \sigma + lg^2 \sigma_\eta}} \quad (5.4)$$

де δ_{50} — средний по массе размер частиц, т.е. соответствующий величине $R(\delta) = D(\delta) = 50\%$ — средний медианный размер распределения; x — аргумент интеграла вероятности, связанного с эффективностью разделения формулой:

$$f(x) = 2\eta - 1 \quad (5.5)$$

По таблице значений функции Лапласа находим аргумент интеграла вероятности — x .

После нахождения граничной крупности разделения $\delta_{\eta=50}$ вычисляют число Стокса, соответствующее фракционной эффективности $\eta=0,5$

$$Stk_{50} = 1,51 \frac{k_\psi d_{cl}}{\phi^2} \quad (5.6)$$

где: Φ - параметр закрутки, зависящий от типоразмера циклона

Таблица 5.3.

Значение параметра закрутки

Типоразмер	Параметр закрутки Φ
ТВ 25-80; ТВП 25-50	185
ТВП 63-100	129
ТВ 100-300	118

Поправка на несферичность частиц:

$$k_{\psi} = \frac{1}{0,843 \cdot \lg \frac{\psi}{0,065}} \quad (5.7)$$

Отношение выходных потоков (q) в гидроциклонах зависит главным образом от разгрузочного отношения и гидравлических сопротивлений выходных трубопроводов. Незначительным влиянием числа Рейнольдса и относительной шероховатости стенок гидроциклона в расчетах обычно пренебрегают.

Отношение выходных потоков

$$q = \frac{V_{cr}}{(V_c - V_{cr})} \quad (5.8)$$

Разгрузочное отношение

$$\Delta = \left[\frac{q}{1,6} \left(1 - \frac{P_{cl}}{P_{bx}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{3,5}} \quad (5.9)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления гидроциклона

$$\xi = 6[1 - 5(d_{cl}\Delta)^{2,5}] \quad (5.10)$$

где: $d_{cl} = (0,25 - 0,3)$.

Отношение концентрации исходной суспензии к плотности твёрдой фазы

$$\chi = \frac{c_c}{\rho_m} \quad (5.11)$$

Плотность разделяемой суспензии

$$\rho_c = \rho(1 - \chi) + \rho_m \chi \quad (5.12)$$

где: ρ - плотность жидкости, взятая при заданной температуре суспензии t_c .

Диаметр гидроциклона определяется исходя из приведенной радиальной скорости суспензии, для определения которой необходимо знать скорость суспензии на входе в гидроциклон.

Скорость суспензии на входе в гидроциклон

$$w_{ex} = \sqrt{\frac{2(P_{ex}-P_{cl})}{\xi \rho_c}} \quad (5.13)$$

Приведённая радиальная скорость суспензии

$$w_{rcl} = \frac{w_{ex} d_{ex}^2}{4d_{cl} \left(L_{cl} - L_{cl} + \frac{1-d_{cl}}{2} ct g \frac{\alpha}{2} \right)} \quad (5.14)$$

где: $d_{cl} = (0,25 - 0,3]$; $L_{cl} = 0,5 - 1,5$ - относительная длина сливного патрубка; L_{cl} - относительная длина цилиндрической части корпуса.

Диаметр гидроциклона

$$D = \frac{(p_T - \rho) \delta_{\eta=50}^2 w_{rcl}}{9 \mu Stk_{\eta=50}} \quad (5.15)$$

где: μ - динамическая вязкость жидкости, [2].

Округляя в меньшую сторону до ближайшего типоразмера.

Диаметр сливного отверстия

$$D_{cl} = D \cdot d_{cl} \quad (5.16)$$

Диаметр пескового отверстия

$$D_n = D_{cl} \cdot \Delta \quad (5.17)$$

Диаметр входного отверстия

$$D_{ex} = D \cdot d_{ex} \quad (5.18)$$

Производительность гидроциклона по разделяемой суспензии:

$$V_{ex} = w_{ex} \frac{\pi D_{ex}^2}{4} \quad (5.19)$$

Количество гидроциклонов

$$N = \frac{V_c}{V_{ex}} \quad (5.20)$$

Задача 5.1

Рассчитать необходимое количество гидроциклонов для гидроциклонной установки для разделения суспензии по следующим исходным данным, указанным в таблице 5.3, где V_c - производительность установки по разделяемой суспензии; ρ_T - плотность твердой фазы; t - температура суспензии; средний

медианный размер частиц δ^{50} ; дисперсия распределения σ ; коэффициент сферичности частиц ψ ; допустимая концентрация твердой фазы в осветленной суспензии C_o ; концентрация твердой фазы в исходной суспензии C_c ; допустимый расход сгущенной суспензии V_{cr} . Давление в линиях осветленной и сгущенной принять равным атмосферному. Жидкая фаза суспензии – вода.

Таблица 5.4

Исходные данные для задачи 5.1

Вариант	V_c , м ³ /ч;	ρ_r , кг/м ³	t , °C	дисперсный состав твердой фазы в исходной суспензии					
				δ^{50} , мкм	σ	ψ	C_o , кг/м ³	C_c , кг/м ³	V_{cr} , м ³ / ч
1	100	2710	55	250	2,5	0,7	0,015	1,5	1
2	110	2700	53	251	2,51	0,7	0,015	1,5	1,5
3	115	2690	51	252	2,52	0,7	0,015	1,5	1
4	120	2685	49	253	2,53	0,7	0,015	1,5	1,5
5	125	2684	38	254	2,54	0,7	0,015	1,5	2
6	120	2680	37	255	2,55	0,7	0,015	1,5	1
7	115	2675	36	256	2,56	0,7	0,015	1,5	2
8	110	2670	25	257	2,57	0,7	0,015	1,5	1
9	100	2665	23	256	2,58	0,7	0,015	1,5	1,5
10	95	2660	26	255	2,58	0,7	0,015	1,5	1,7 5
11	90	2655	27	254	2,59	0,7	0,015	1,5	2
12	85	2650	28	253	2,6	0,7	0,015	1,5	1
14	90	2645	29	252	2,61	0,7	0,015	1,5	1,1 5
15	95	2640	30	251	2,60	0,7	0,015	1,5	1,2 5
16	100	2635	31	250	2,59	0,7	0,015	1,5	1,5
17	110	2630	33	249	2,56	0,7	0,015	1,5	1,7 5
18	115	2600	35	248	2,53	0,7	0,015	1,5	1,0
19	100	2500	37	247	2,52	0,7	0,015	1,5	1,5
20	105	2400	39	246	2,51	0,7	0,015	1,5	1,2 5

6. РАСЧЕТ ОТСТОЙНОЙ АППАРАТУРЫ

Технологический расчет отстойной аппаратуры заключается в определении пропускной способности отстойника или его размеров. Если скорость слияния капель воды с водной подушкой – слоем воды – в отстойнике меньше скорости накопления частиц на водонефтяном разделе, то между нефтью и водной подушкой образуется переходной слой, толщина которого уменьшается к выходу от отстойника.

Обводненность нефти на выходе из отстойника определяют по содержанию мелких капель воды, время осаждения которых больше времени осевого перемещения разделяемой эмульсии в отстойнике.

За время прохождения эмульсии от входа до выхода из отстойника концентрация дисперсной фазы в эмульсии изменяется. В верхней части отстойника она уменьшается по сравнению с первоначальной концентрацией. Следовательно, вязкость эмульсии по высоте в отстойнике переменна, причем в верхней части отстойника она уменьшается вдоль горизонтальной оси от входа до выхода. По вертикали в каждом сечении отстойника вязкость эмульсии возрастает от минимальной у верхней образующей отстойника до максимальной на границе с водной подушкой. Такой сложный характер изменения вязкости эмульсии в отстойнике определяется кинетикой гравитационного разделения фаз. Следовательно, горизонтальная составляющая скорости эмульсии в отстойнике максимальна в верхнем и минимальна в нижнем слоях эмульсии.

Эффективное разделение фаз в горизонтальном отстойнике происходит при условии соблюдения в зоне отстоя ламинарного режима течения эмульсии, т.е. при $Re \leq 2320$. Следовательно,

$$\frac{v_{\text{ж}} \cdot D_{\text{э}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}} \leq 2300, \quad (6.1)$$

где $v_{\text{ж}}$ – скорость горизонтального движения эмульсии в зоне отстоя в отстойнике, м/с;

D_3 – эквивалентный гидравлический диаметр поперечного сечения потока эмульсии в отстойнике на входе в зону отстоя, м;
 $\rho_{ж}$ – плотность эмульсии на входе в зону отстоя, кг/м³;
 $\mu_{ж}$ – вязкость эмульсии на входе в зону отстоя, Па·с.

Площадь поперечного сечения отстойника, занятая нефтью, определяется по формуле:

$$S_H = 0,25 \cdot \pi \cdot D_3^2 + S_C, \quad (6.2)$$

где S_C – часть площади сечения буллита-отстойника между максимальным сечением и зеркалом воды.

Скорость потока эмульсии на входе в зону отстоя:

$$v_{ж} = \frac{Q_{ж}}{S_H} = \frac{4Q_{ж}}{\pi \cdot D_3^2}. \quad (6.3)$$

Подставив формулу (6.3) в выражение (6.1), получим:

$$D_3 \geq \frac{4Q_{ж} \cdot \rho_{ж}}{2300 \cdot \pi \cdot \mu_{ж}}. \quad (6.4)$$

Слагаемое S_C в формуле (6.2) может быть найдено следующим образом:

$$\begin{aligned} S_C &= 2 \int_0^{R-h} \sqrt{R^2 - x^2} dx = x \sqrt{R^2 - x^2} \Big|_0^{R-h} + R^2 \arcsin \frac{x}{R} \Big|_0^{R-h} = \\ &= (R-h) \sqrt{h(2R-h)} + R^2 \arcsin \frac{R-h}{R}. \end{aligned} \quad (6.5)$$

$$\frac{S_H}{2R-h} = R \left\{ \frac{1}{2-\varepsilon} \left[0,5\pi + (1-\varepsilon)\sqrt{\varepsilon(2-\varepsilon)} + \arcsin(1-\varepsilon) \right] \right\}, \quad (6.6)$$

где $\varepsilon = h/R$ – относительная высота водяной подушки в буллите-отстойнике;

h – высота водяной подушки, м;

R – радиус буллита-отстойника, м.

Из формулы (6.2) с учетом (6.5) и (6.6) следует

$$D_{\varepsilon} = D \left\{ \frac{1}{\pi} \left[0,5\pi + (1 - \varepsilon)\sqrt{\varepsilon(2 - \varepsilon)} + \arcsin(1 - \varepsilon) \right] \right\}^{0,5}. \quad (6.7)$$

Исходя из этого, диаметр буллита-отстойника с водяной подушкой на заданную пропускную способность может быть рассчитан по формуле:

$$D \geq 0,981 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}} \cdot \sqrt{f(\varepsilon)}}, \quad (6.8)$$

где $f(\varepsilon)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя, определяется по формуле:

$$f(\varepsilon) = 0,5\pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon(2 - \varepsilon)} + \arcsin(1 - \varepsilon). \quad (6.9)$$

При $\varepsilon = 0,46$ пропускная способность гравитационного отстойника максимальная, поэтому, подставив значение ε в формулу (6.9), получим, что $f(0,46) = 2,596$ (6.10)

Подставляя (6.10) в (6.8), находим:

$$D \geq 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}. \quad (6.11)$$

Из формулы (6.11) следует, что пропускная способность гравитационного отстойника заданного диаметра с высотой водяной подушки $0,23D$ может быть рассчитана по той же формуле, т.е.

$$Q_{\text{ж}} \leq 1645 \cdot \frac{D \cdot \mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}}. \quad (6.12)$$

Необходимую длину отстойника определяют из условия равенства времени осаждения капель воды от верхней образующей до водонефтяного раздела и временем их пребывания в зоне отстоя:

$$\frac{D - h}{\omega_{оди}} = \frac{l}{v_{ж}}, \quad (6.13)$$

где $\omega_{оди}$ – скорость стесненного осаждения капли воды диаметром d_i в полидисперсной эмульсии в зоне отстоя, м/с;
 l – эффективная длина зоны гравитационного разделения отстойника, т.е. длина зоны отстоя, не возмущаемая условиями ввода и вывода эмульсии, м;
 $v_{ж}$ – горизонтальная скорость движения эмульсии в зоне отстоя, м/с.

Так как

$$\omega_{оди} = \omega_{oi}(1 - B_i)^{4,7}, \quad (6.14)$$

то из (6.13) после преобразований следует

$$l = \frac{Q_{ж}}{D \cdot \omega_{oi}(1 - B_i)^{4,7}} \cdot F(\varepsilon), \quad (6.15)$$

где ω_{oi} – скорость свободного осаждения капель при $Re < 2$;
 B_i – обводненность эмульсии;
 $F(\varepsilon)$ – функция относительной высоты водяной подушки в зоне отстоя

$$F(\varepsilon) = \frac{2 \cdot (2 - \varepsilon)}{0,5\pi + (1 - \varepsilon) \cdot \sqrt{\varepsilon(2 - \varepsilon)} + \arcsin(1 - \varepsilon)}. \quad (6.16)$$

Общая длина отстойника будет определяться как сумма:

$$L = l + l_{к}, \quad (6.17)$$

где l – длина зоны гравитационного отстоя, м;

l_{κ} – конструктивная длина секций ввода и вывода эмульсии в отстойнике, м.

Подставив в (6.15) диаметр отстойника из (6.8), получают

$$l = 2039 \frac{\mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot \omega_{oi} (1 - B_i)^{4,7}} \cdot \frac{2 - \varepsilon}{\sqrt{f(\varepsilon)}}. \quad (6.18)$$

При $\varepsilon = 0,46$ из (6.18) с учетом (6.10) следует

$$l = \frac{1949 \mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot \omega_{oi} (1 - B_i)^{4,7}}. \quad (6.19)$$

Время задержки эмульсии в емкости определяют длиной зоны и скоростью ее движения в емкости:

$$t_{\text{зад}} = \frac{l \cdot S_{\text{H}}}{Q_{\text{ж}}}. \quad (6.20)$$

Время оседания капель воды в эмульсии в емкости равно:

$$t_{\text{ос}} = \frac{D - h}{\omega_{oi}}. \quad (6.21)$$

Соотношение обводненности в -том слое эмульсии B_i на выходе из отстойника к начальной области B на входе в отстойник выглядит следующим образом:

$$\frac{B}{B_i} \frac{1 - B}{1 - B_i} = 1 - \sqrt{1 - \left(\frac{d_i}{d_{\text{max}}}\right)^2}. \quad (6.22)$$

Промысловый трубопровод от группового сборного пункта до ДНС можно рассматривать как своеобразный каплеобразователь-укрупнитель и поэтому принять максимальный размер капель в

эмульсии на входе в буферную емкость в диапазоне $d_{max} = 300-350$ мкм.

Таким образом, можно записать следующее равенство:

$$\frac{\omega_{одi} \cdot 18 \cdot \mu_n (1 - B_i)^2}{d_{max}^2 \cdot (\rho_v - \rho_n) \cdot g \cdot \left[(1 - B_i)^2 - \left(1 - \frac{B_i}{B}\right)^2 \right]} = (1 - B_i)^{4,7}. \quad (6.23)$$

Это равенство можно решить графически (рис. 6.1).

При нагрузке на буферные емкости

$$A(\delta) = (1 - \delta \cdot B_i)^2 [(1 - \delta \cdot B_i)^2 - (1 - \delta)^2], \quad (6.24)$$

где δ – отношение обводненности нефти на выходе из отстойника к ее обводненности на входе $\delta = B_i/B$.

Задача 6.1

В продукцию скважин на групповом сборном пункте вводят ПАВ-деэмульгатор и насосом откачки его подают на дожимную насосную станцию, оборудованную двумя буферными емкостями диаметром по 2 м и объемом 115 м³ с отводами для предварительного сбора воды. Нагрузка на каждую буферную емкость колеблется от 2000 м³/сут с обводненностью 37,7 % до 1500 м³/сут с обводненностью 36,6 %. Высоту водяной подушки в емкостях поддерживают на постоянном уровне 60 см.

Требуется оценить содержание воды в нефти на выходе из буферных емкостей, если вязкость нефти 5 мПа·с, плотность нефти 860 кг/м³, а воды соответственно 1050 кг/м³.

Указания.

1. Зная объем буферной емкости, найти ее длину.
2. Определить время задержки эмульсии в емкости.
3. Найти скорость стесненного оседания капли эмульсии размером d_i .
4. Найти максимальный диаметр капель в эмульсии на входе в зону гравитационного отстоя.

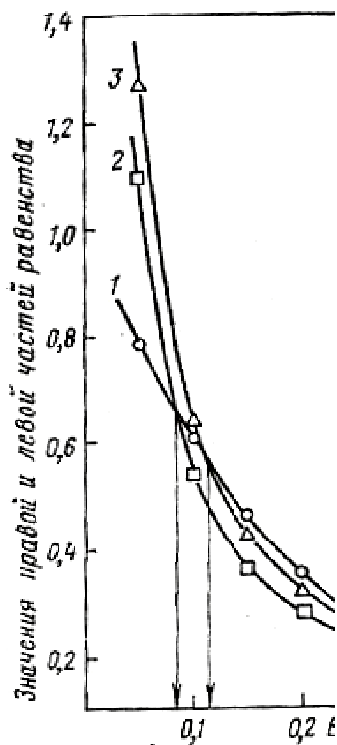


Рисунок 6.1 – Графики для решения уравнения (6.23):

1 – значения правой части равенства; 2,3 – значения левой части при $d_{max} = 325$ и 350 мкм соответственно

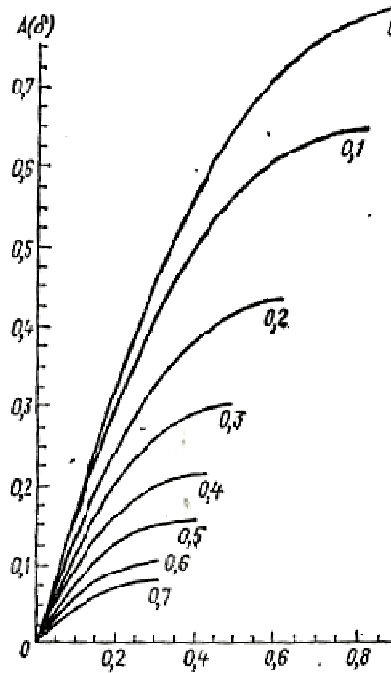


Рисунок 6.2 – Номограмма значений правой части уравнения (5.24).

На кривых указаны обводненности эмульсии на выходе В

7. РАСЧЕТ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

7.1. Основные уравнения

Объемный расход жидкости определяется из формулы:

$$Q = v \cdot S, \quad (7.1)$$

где v – средняя скорость потока жидкости, м/с;

S – площадь поперечного сечения потока, м².

Массовый расход жидкости находят по формуле:

$$G = Q \cdot \rho = v \cdot S \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³.

Для трубопровода, имеющего сечение круглой формы, формула (7.1) примет вид:

$$Q = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v = 0,785 \cdot D^2 \cdot v, \quad (7.3)$$

где D – внутренний диаметр трубопровода, м.

В уравнении материального баланса потока объемный расход жидкости определяется как:

$$Q = S_1 \cdot v_1 = S_2 \cdot v_2 = const. \quad (7.4)$$

Массовый расход жидкости:

$$Q = S_1 \cdot v_1 \cdot \rho_1 = S_2 \cdot v_2 \cdot \rho_2 = const, \quad (7.5)$$

где ρ_1 и ρ_2 – плотности жидкости в сечениях S_1 и S_2 соответственно, кг/м³.

Энергетический баланс потока идеальной жидкости определяется уравнением Д. Бернулли, имеющим вид:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{v_2^2}{2g}. \quad (7.6)$$

Для реальной (вязкой) жидкости уравнение (7.6) запишется так:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{v_2^2}{2g} + \square_n. \quad (7.7)$$

При $Z_1 = Z_2$ и $v_1 = v_2$ уравнение (7.7) запишется в следующем виде:

$$\square_n = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} = \frac{\Delta P}{\rho \cdot g}, \quad (7.8)$$

где Z – геометрический (высотный) напор, м;

$\frac{P}{\rho \cdot g}$ – пьезометрический (статический) напор, м;

$\frac{v^2}{2g}$ – скоростной (динамический) напор, м;

ΔP – перепад давления, затрачиваемый на преодоление гидравлических сопротивлений, Па;

h_n – напор, теряемый на преодоление путевых сопротивлений, м.

7.2. Основные критерии гидродинамического подобия

К основным критериям гидродинамического подобия можно отнести следующие: критерий Рейнольдса, критерий Фруда, критерий Эйлера. Рассмотрим их более подробно.

1. Критерий Рейнольдса – критерий, характеризующий гидродинамический режим потока. Он является мерой отношения сил инерции к силам внутреннего трения и определяется по формуле:

$$Re = \frac{v \cdot D}{\vartheta} = \frac{v \cdot D \cdot \rho}{\mu}, \quad (7.9)$$

где v – средняя скорость потока, м/с;

D – диаметр трубопровода, м;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

μ , ϑ – соответственно динамический и кинематический коэффициенты вязкости, Па·с и м²/с;

С учетом формулы (7.3) выражение (7.9) будет иметь следующий вид:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \cdot D^2} \frac{D \cdot \rho}{\mu} = \frac{4Q \cdot \rho}{\pi \cdot D \cdot \mu}. \quad (7.10)$$

Для потоков, проходящих по прямым трубам, характерны следующие режимы движения:

- ламинарный режим: $Re < 2320$;
- промежуточный режим: $2320 < Re < 10000$;
- турбулентный режим: $Re > 10000$.

2. Критерий Фруда – критерий, характеризующий отношение инерционных сил и сил тяжести в подобных потоках. Определяется по формуле:

$$Fr = \frac{v^2}{D \cdot g}. \quad (7.11)$$

3. Критерий Эйлера. Он характеризует действие сил давления в описанных выше потоках и определяется следующим образом:

$$Eu = \frac{\Delta P}{g \cdot v^2}. \quad (7.12)$$

7.3. Гидравлические сопротивления

В случае изотермического течения потока потеря давления на преодоление сил трения в прямой трубе при любом режиме течения определяется по уравнению Дарси-Вейсбаха:

$$h_n = \lambda \frac{l \cdot v^2}{D \cdot 2g} \quad (7.13)$$

или

$$P = \lambda \frac{l \cdot \rho \cdot v^2}{2D}, \quad (7.13 \text{ a})$$

где l – длина трубопровода, м.

После подстановки в уравнение (3.13) значения скорости согласно формуле (7.3) получим:

$$h_n = \lambda \frac{l \cdot 16Q^2}{D \cdot 2g \cdot \pi^2 D^2}. \quad (7.14)$$

Перепад давления в наклонном трубопроводе определяется как:

$$\Delta h_n = \lambda \frac{l \cdot v^2}{D \cdot 2g} \pm \Delta Z \quad (7.15)$$

или

$$\Delta P = P_n - P_k = \lambda \frac{l \cdot \rho \cdot v^2}{2D} \pm \Delta Z \rho g, \quad (7.15 \text{ а})$$

где ΔZ – разность геодезических отметок трубопровода, м;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления, в общем случае зависящий от числа Рейнольдса и относительной шероховатости).

$$\lambda = f(Re; \bar{\Delta}), \bar{\Delta} = \frac{\Delta}{D},$$

где Δ – абсолютная шероховатость трубы, м;

D – внутренний диаметр трубы, м.

Иногда формулу (7.15 а) удобно представить в следующем виде:

$$\Delta P = P_n - P_k = \beta \frac{l \cdot \rho \cdot Q^{2-m} \cdot v^m}{D^{5-m}} \pm \Delta Z \rho g, \quad (7.16)$$

где β – параметр, зависящий от числа Рейнольдса Re и коэффициентов A и m

$$\beta = \frac{A}{2} \left(\frac{4}{\pi} \right)^{2-m}.$$

1) для ламинарного потока при $Re < 2320$: $A = 64$, $m = 1$;

2) для турбулентного потока в зоне «гладкого» трения при $2320 < Re < 10000$: $A = 0,3164$, $m = 0,25$;

3) для квадратичного закона трения при $Re > 10000$: $A = 0,11(\bar{\Delta})^{0,25}$, $m = 0$.

Задача 7.1

По трубопроводу с внутренним диаметром $D = 156$ мм перекачивается нефть плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³. Требуется определить расход Q и среднюю линейную скорость v , если массовый расход составляет $G = 50000$ кг/час.

Задача 7.2

Определить потери давления в трубопроводе диаметром 150 мм, длиной 2500 м, по которому движется нефть плотностью 800 кг/м³ и кинематической вязкостью $5 \cdot 10^{-4}$ м²/с. Нефть течет на подъем с разностью отметок +10 м, объемный расход нефти составляет 0,011 м³/с.

Задача 7.3

Определить пропускную способность нефтепровода, если перепад давления, затрачиваемый на преодоление гидравлических сопротивлений, равен 0,981 МПа, разность геометрических отметок составляет +20 м, длина трубопровода 1 км, диаметр трубопровода 100 мм, плотность движущейся по трубопроводу нефти 800 кг/м³, абсолютная вязкость 20 мПа·с.

Указание. Решение задачи производится с использованием метода последовательных приближений.

1. Задаемся различными значениями расхода (0,001 м³/с; 0,003 м³/с; 0,008 м³/с; 0,012 м³/с; 0,02 м³/с; 0,03 м³/с)

2. Определяем режим движения жидкости.

3. Находим коэффициент гидравлического сопротивления.

4. Рассчитываем напор, теряемый на преодоление путевых сопротивлений.

5. Строим график зависимости $h_n = f(Q)$.

6. Определяем расход нефти по графику с использованием известного перепада давления.

Задача 7.4

По выкидной горизонтальной линии с внутренним диаметром

100 мм и длиной 3 км подается нефть в количестве 200 т/сут, плотностью $0,8 \text{ т/м}^3$ и вязкостью $5 \text{ см}^2/\text{с}$. Требуется определить потери давления для приведенных условий.

Задача 7.5

На устье фонтанной скважины поддерживают напор 85 м (давление 0,67 МПа). Нефть плотностью 800 кг/м^3 , динамической вязкостью $0,2 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ транспортируется в однофазном состоянии по выкидной линии длиной $L = 3000 \text{ м}$, диаметром 100 мм к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на $\Delta z = 30 \text{ м}$. При указанных условиях определить пропускную способность G (расход) выкидной линии.

Указание. Задача решается графоаналитическим методом.

1. Задаются несколькими произвольными расходами нефти (табл. 7.1).
2. Определяют скорость потока.
3. Находят коэффициент гидравлического сопротивления.
4. Рассчитывают для данного расхода потери напора в трубопроводе и строят зависимости H_i от G , H_z от G .
5. По заданному напору (см. условия задачи) находят искомую пропускную способность трубопровода G .
6. Результаты вычислений отображают в табл. 7.1

Таблица 7.1

Результаты расчетов

$G_i, \text{ м}^3/\text{с}$	$v_i, \text{ м/с}$	Re_i	λ_i	$H_i, \text{ м}$	$H_z, \text{ м}$
0,001					
0,003					
0,006					
0,008					
0,012					

Задача 7.6

На дожимной насосной станции в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,6 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 10 \text{ км}$ и внутренний диаметр

его 0,3 м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 3800 \text{ т/сут}$, ее плотность $0,8 \text{ т/м}^3$, кинематическая вязкость $100 \text{ мм}^2/\text{с}$. Определить необходимое начальное давление.

Указания.

1. Определяют плотность нефти.
2. Определяют коэффициент гидравлического сопротивления.
3. Находят гидравлические потери давления, а также начальное давление.

Задача 7.7

Определить диаметр выкидной линии, способной пропустить нефть в количестве $400 \text{ м}^3/\text{сут}$, если разность геодезических отметок между устьем скважины и АГЗУ (автоматизированной групповой замерной установкой) составляет -20 м , перепад давления между устьем скважины и АГЗУ равен $4,9 \text{ МПа}$, длина выкидной линии 4 км , плотность нефти 800 кг/м^3 , вязкость $20 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Указание. Решение задачи производится с использованием графоаналитического метода.

1. Задаемся произвольными значениями диаметра ($0,050 \text{ м}$; $0,080 \text{ м}$; $0,100 \text{ м}$; $0,125 \text{ м}$; $0,150 \text{ м}$; $0,200 \text{ м}$).
2. Определяем режим движения жидкости.
3. Определяем коэффициент гидравлического сопротивления.
4. Рассчитываем потери давления с учетом рельефа местности.
5. Строим график зависимости $\Delta P = f(D)$.
7. Определяем диаметр выкидной линии по графику с использованием заданного перепада давления.

8.ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНОГО ТРУБОПРОВОДА

Задача 8.1

В начало сборного коллектора длиной L км, диаметром D м подают товарную нефть в количестве G т/ч, динамической вязкостью μ мПа*с и плотностью ρ кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в двух точках, соответственно, q_1 т/ч и q_2 т/ч.

Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти, следующие 1 км, 2 км. Определить общий перепад давления, если известно начальное давление P_n МПа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет.

Задания по вариантам приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Результаты расчетов

Исходные данные	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Длина трубопровода, км	10	8	6	12	15	7	5	9	4	3
Длина 1-го участка, км	3,5	2	3	6	5	1,5	2	3	1	1
Длина 2-го участка, км	1	2	0,5	2	3	2,5	1	3	1	1
Диаметр трубопровода, мм	205	219	312	426	312	117	219	117	219	205
Расход нефти, т/ч	180	200	250	270	260	240	210	230	190	235
Отбор на 1 участке, т/ч	30	50	40	45	50	40	20	45	25	35
Отбор на 2 участке, т/ч	40	20	40	30	20	30	30	45	35	50
Плотность нефти, кг/м ³	870	842	856	880	864	870	832	815	823	854
Динамическая вязкость нефти, мПа*с	45	15	23	20	40	25	32	27	19	12
Давление начальное, МПа	1,8	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,4	3,6	3,8	4,0
Абсолютная эквивалентная шероховатость, мм	0,15	0,1	0,12	0,15	0,1	0,12	0,15	0,1	0,12	0,11

Указания.

Алгоритм решения данной задачи заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

9. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

Температура в газовом пространстве резервуара:

а) среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:

$$\frac{\Delta t_B}{2} = t_{всп} - t_{вmin} \quad (9.1)$$

б) максимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{rmax} = t_{вmin} + \Delta t_r \quad (9.2)$$

Температура верхних слоев нефти:

$$t_{всmin} = t_{всп} - 0,3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} \quad (9.3)$$

$$t_{всmax} = t_{всп} + 0,3 \cdot \frac{\Delta t_r}{2} \quad (9.4)$$

Объемная концентрация паров нефти или нефтепродукта в газовом пространстве резервуара:

а) пользуясь графиком зависимости давления насыщенных паров нефти или нефтепродуктов от температуры (см. рисунок 9.1), находим давление насыщенных паров P_y при $t_{всmin}$ и $t_{всmax}$

б) соответствующие концентрации паров:

$$C_1 = \frac{P_{y1}}{P_B} \quad (9.5)$$

$$C_2 = \frac{P_{y2}}{P_B} \quad (9.6)$$

с) средняя объемная концентрация:

$$C = \frac{C_1 + C_2}{2} \quad (9.7)$$

Молекулярный вес нефтяных паров:

$$M_G = 60 + 0.3 \cdot t_{нк} + 0.001 \cdot t_{нк}^2 \quad (9.8)$$

Потери нефти за одно «малое дыхание»:

$$G_{\text{мд}} = V \cdot P_a \cdot \left(\frac{1 - C_1}{T_1} - \frac{1 - C_2}{T_2} \right) \cdot \frac{C}{1 - C} \cdot \frac{M_6}{8314} \quad (9.9)$$

где $T_1 = t_{\text{emin}} + 273$, $T_2 = t_{\text{emax}} + 273$.

По графику (см. рисунок 9.1) определить давление P_y насыщенных паров нефти при его средней температуре.

Средняя объемная концентрация нефтяных паров в газовом пространстве резервуара:

$$C = \frac{P_y}{P_a} \quad (9.10)$$

Средняя температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{гср}} = \frac{t_{\text{rmax}} + t_{\text{vmin}}}{2} \quad (9.11)$$

Потери нефти за одно «большое дыхание», при коэффициенте использования емкости 0.95, составляют:

$$G_{\text{бд}} = \frac{0.95 \cdot V \cdot P_a}{T} \cdot C \cdot \frac{M_6}{8314} \quad (9.12)$$

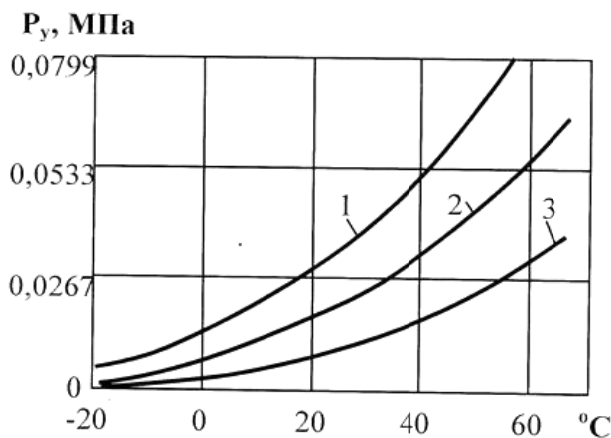


Рисунок 9.1 - Зависимость давления насыщенных паров нефтей от температуры: 1- нефти легкие, $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$; 2- нефти средние, $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$; 3- нефти тяжелые, $\rho = 970 \text{ кг/м}^3$

Задача 9.1

Определить потери нефти от одного «малого дыхания» и от одного «большого дыхания» в стальном цилиндрическом вертикальном резервуаре заданного объема (V), заполненного на определенную часть. Среднее атмосферное давление $P_a=105$ Па. Заданы: температура начала кипения нефти ($t_{нк}$), среднемесячная температура воздуха ($t_{всп}$), среднемесячная минимальная температура ($t_{вmin}$), амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара (Δt_r), плотность нефти (ρ).

Таблица 9.1

Исходные данные

Вариант	$V, \text{ м}^3$	Степень заполнения	$t_{нк}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{в\text{ ср}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_{в\text{ min}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta t_r, \text{ }^\circ\text{C}$	$\rho, \text{ кг/м}^3$
1	3370	1/3	55	18	14	28	900
2	4866	1/2	50	20	15	33	840
3	2157	1/2	46	19	15	32	840
4	4866	1/3	60	17	13	29	900
5	10950	2/3	55	21	15	33	900
6	4866	2/3	43	19	15	32	840
7	3370	3/4	53	18	14	28	860
8	10950	3/4	62	20	12	27	870
9	4866	1/2	60	17	13	29	900
10	2157	3/4	46	19	15	32	850

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
2. *Земенков Ю.Д.* Сбор и подготовка нефти и газа: учебник / Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин. – М.: Академия, 2009. – 157 с.
3. *Лутошкин Г.С.* «Сбор и подготовка нефти, газа и воды», Учебник, М.: Альянс, 2005. – 319 с.
4. *Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И.* Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 135 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Технологическая схема сбора и подготовки нефти, нефтяного газа и попутной воды	5
2. Классификация нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002	8
3. Расчет сепараторов на пропускную способность.....	17
4. Расчеты сепарации газа в газонефтяных сепараторах первой ступени	27
5. Подготовка пластовой воды.....	32
6. Расчет отстойной аппаратуры.....	41
7. Расчет простых трубопроводов.....	48
8. Гидравлический расчет сложного трубопровода.....	55
9. Расчет потерь нефти при хранении в резервуарах	57
Библиографический список.....	60