

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
**(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**
(НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)



ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «ЮГУ»

**НЕФТЯНОЙ
ИНСТИТУТ**

ОП.11 ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ

**Методические указания к выполнению практических занятий
для обучающихся 3 курса очной формы обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Нижневартовск, 2022

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 08 от 14.10.2022 г.
Председатель Скобелева И.Е.

УТВЕРЖДЕНО

Председателем методического совета
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
Хайбулина Р.И.
«10» ноября 2022 г.

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 3 курса очной формы обучения образовательных организаций среднего профессионального образования по ОП.11 Основы нефтегазового производства специальности 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом (далее - ФГОС) по специальности среднего профессионального образования (далее - СПО) 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ утв. 12.05.2014.

2. Программой учебной дисциплины ОП.11 Основы нефтегазового производства по специальности 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протокол №4 от 31.08.2022 года.

Разработчики:

Соломанова Валида Абдулзабитовна, преподаватель Нефтяного Института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Скобелева И.Е., преподаватель высшей квалификационной категории НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Куприянов С.Г., начальник БПО ООО «Катобьнефть».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нефтяной институт (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания для выполнения практических занятий по учебной дисциплине ОП.11 Основы нефтегазового производства разработаны на основе рабочей программы в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом по специальности среднего профессионального образования 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

Цель методических указаний: закрепление полученных теоретических знаний, приобретение расчетных навыков и навыков работы со схемами, таблицами. Представленные задачи могут быть использованы для самостоятельной работы обучающихся.

Методические указания по дисциплине ОП. 11 Основы нефтегазового производства является частью рабочей программы подготовки специалистов среднего звена (ППССЗ) по специальности 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ.

Методические указания предусматривают изучение разделов по бурению нефтяных и газовых скважин, эксплуатации нефтяных и газовых скважин, переработке нефти, газа и газоконденсата, нефтяному товароведению, транспорту и хранению нефти, нефтепродуктов и газа.

В результате освоения материала дисциплины ОП. 11 Основы нефтегазового производства обучающийся **должен**

уметь:

- объяснять по схемам и плакатам конструкцию и принцип действия оборудования, применяемого при сборе нефти и газа на промысле и при подготовке нефти и газа к транспорту и переработке.

- читать схемы процессов переработки нефти газа и газоконденсата.

- определять эксплуатационные свойства топлив.

- определять эксплуатационные свойства масел.

- определять эксплуатационные свойства пластичных смазок.

- выбирать способ транспорта нефти и газа.

знать:

- способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

- принципиальные схемы сбора нефти и газа на промысле;

- процессы подготовки нефти и газа к дальнейшему транспорту и переработке;

- физико-химические свойства нефти, газа и газоконденсата.

- процессы первичной переработки нефти;

- процессы переработки газоконденсата.

- состав, свойства, требования к качеству топлив;

- товарный ассортимент топлив;

- назначение, состав, свойства, требования к качеству смазочных масел,

- товарный ассортимент смазочных масел;

- основные способы транспорта нефти, нефтепродуктов и газа.

Данные методические указания разработаны с целью организации обучающимся самостоятельной работы на практических занятиях.

Целями изучения учебной дисциплины является формирование профессиональных компетенций обучающихся:

ПК 1.2. Рассчитывать режимы работы оборудования.

ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов.

ПК 2.4. Вести техническую и технологическую документацию.

ПК 3.3. Обеспечивать безопасное ведение работ на производственном участке, контролировать соблюдение правил техники безопасности и охраны труда.

Критерии оценки практических работ:

Практическая работа считается выполненной, если обучающийся набрал проходной балл, который составляет половину максимального количества баллов.

Для оценивания работы прилагается эталон и шкала оценок.

Оценка «5» – работа выполнена в полном объеме и без замечаний.

Оценка «4» – работа выполнена правильно с учетом 2-3 несущественных ошибок, исправленных самостоятельно по требованию преподавателя.

Оценка «3» – работа выполнена правильно не менее чем на половину или допущена существенная ошибка.

Оценка «2» – допущены две (и более) существенные ошибки в ходе работы, которые студент не может исправить даже по требованию преподавателя или работа не выполнена.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

№ п/п	Номер и наименование работы (занятия)	Количество аудиторных часов	Формируемые компетенции
Раздел 2. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин			
1.	Практическое занятие № 1. Изучение систем сбора нефти на промыслах	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5
2.	Практическое занятие № 2. Изучение систем сбора газа на промыслах	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5
3.	Практическое занятие № 3. Изучение конструктивных особенностей оборудования УПН	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5
4.	Практическое занятие № 4. Расчет нефтегазовых сепараторов на пропускную способность по газу и жидкости	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5
5.	Практическое занятие № 5. Расчет вертикального гравитационного отстойника	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5
6.	Практическое занятие № 6. Расчет газового сепаратора на пропускную способность	2	ПК. 2.3, 2,4 ОК 4, 5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

ИЗУЧЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ

Цель: изучить конструкцию и принцип работы системы сбора нефти на промыслах.

Формируемые компетенции: ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения о сборе нефти на промыслах:
 - а) самотечная двухтрубная;
 - б) высоконапорная однострунная;
 - в) напорная.
2. Нарисовать схему системы сбора нефти (по вариантам), указать позиции на схеме, пояснить их.
 - I – вариант: самотечная двухтрубная система сбора (рис.1.1.);
 - II – вариант: высоконапорная однострунная система сбора (рис.1.2.);
 - III – вариант: напорная система сбора (рис.1.3.);
3. Описать назначение и принцип работы системы сбора нефти на промыслах.
4. По контрольным вопросам подготовиться к защите практической работы.
5. Вывод по работе.

Общие теоретические сведения:

В настоящее время известны следующие системы промыслового сбора:

- самотечная двухтрубная;
- высоконапорная однострунная;
- напорная.

При самотечной двухтрубной системе сбора (рис. 1.1.) продукция скважин сначала разделяется при давлении 0,6 МПа. Выделяющийся при этом газ под собственным давлением транспор-тируется до компрессорной станции или сразу на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), если он расположен поблизости. Жидкая фаза направляется на вторую ступень сепарации. Выделившийся здесь газ используется на собственные нужды. Нефть с водой самотеком (за счет разности нивелирных высот) поступает в резервуары участкового сборного пункта (УСП), откуда подается насосом в резервуары центрального сборного пункта (ЦСП) или (ДСП).

За счет самотечного движения жидкости уменьшаются затраты электроэнергии на ее транспортировку. Однако данная система сбора имеет ряд существенных недостатков:

- 1) при увеличении дебита скважин или вязкости жидкости (за счет увеличения обводненности, например) система требует реконструкции;

2) для предотвращения образования газовых скоплений в трубопроводах требуется глубокая дегазация нефти;

3) из-за низких скоростей движения возможно запарафинивание трубопроводов, приводящее к снижению их пропускной способности;

4) из-за негерметичности резервуаров и трудностей с использованием газов 2-й ступени сепарации потери углеводородов при данной системе сбора достигают 2...3 % от общей добычи нефти.

По этим причинам самотечная двухтрубная система сбора в настоящее время существует только на старых промыслах. Высоконапорная однострунная система сбора (рис.1.2.) предложена в Грозненском нефтяном институте. Ее отличительной особенностью является совместный транспорт продукции скважин на расстояние в несколько десятков километров за счет высоких (до 6...7 МПа) устьевых давлений.

Применение высоконапорной однострунной системы позволяет отказаться от сооружения участковых сборных пунктов и перенести операции по сепарации нефти на **центральные сборные пункты**. Благодаря этому достигаются преимущества:

- 1) максимальная концентрация технологического оборудования;
- 2) укрупнение и централизация сборных пунктов;
- 3) сокращается металлоемкость нефтегазосборной сети;
- 4) исключается необходимость строительства насосных и компрессор-ных станций на территории промысла,
- 5) обеспечивается возможность утилизации попутного нефтяного газа с самого начала разработки месторождений.

Недостатком системы является:

- **значительные пульсации давления** и массового расхода жидкости и газа из-за высокого содержания газа в смеси (до 90 % по объему)
- из-за большого числа цик-лов нагружения и разгрузки металла труб нарушает устойчивость трубопроводов, вызывает их разрушение, отрицательно влияет на работу сепараторов и КИП.

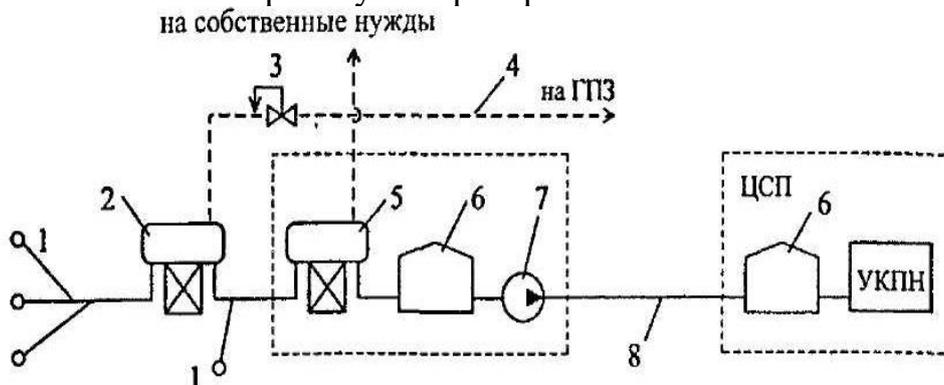


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема самотечной двухтрубной системы сбора:

1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 - сепаратор 2-й ступени; 6 – резервуары; 7- насос; 8 – нефтепровод; УСП – участковый сборный пункт; ЦСП – центральный сборный пункт

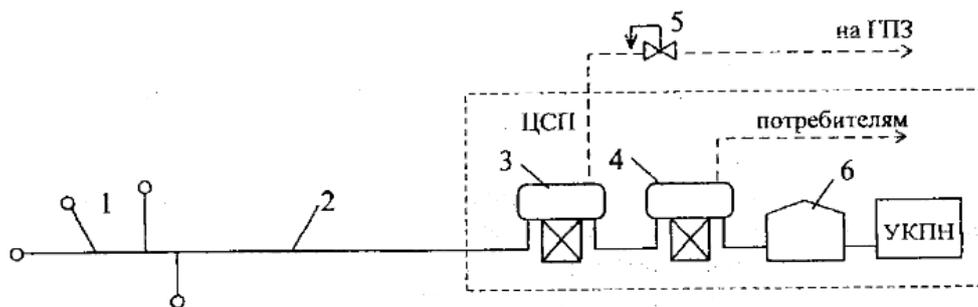


Рисунок 1.2 - Принципиальная схема высоконапорной однотрубной системы сбора:

1 – скважины; 2 – нефтегазопровод; 3 – сепаратор 1-й ступени; 4 - сепаратор 2-й ступени; 5 – регулятор давления; 6 – резервуары.

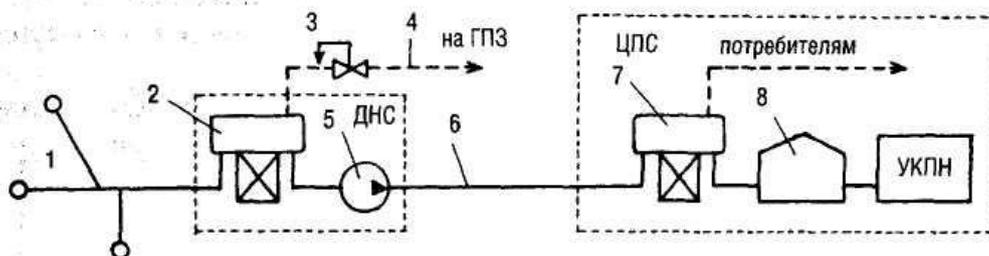


Рисунок 1.3 - Принципиальная схема напорной системы сбора:

1 – скважины; 2 – сепаратор 1-й ступени; 3 – регулятор давления типа «до себя»; 4 – газопровод; 5 - насосы; 6 – нефтепровод; 7- сепаратор 1-й ступени; 8 – резервуар; ДНС – дожимная насосная станция.

Высоконапорная однотрубная система сбора может быть применена только на месторождениях с **высокими пластовыми давлениями**.

Напорная система сбора (рис. 1.3.), - однотрубный транспорт нефти и газа на участковые сепарационные установки, расположенные на расстоянии до 7 км от скважин, и транспорт газонасыщенных нефтей в однофазном состоянии до ЦСП на расстояние 100 км и более.

Продукция скважин подается сначала на площадку дожимной насосной станции (ДНС), где при давлении 0,6...0,8 МПа в сепараторах 1 -й ступени происходит отделение части газа, транспортируемого затем на ГПЗ бескомпрессорным способом. Затем нефть с оставшимся растворенным газом центробежными насосами перекачивается на площадку ЦСП, где в сепараторах 2-й ступени происходит окончательное отделение газа. Выделившийся здесь газ после подготовки компрессорами подается на ГПЗ, а дегазированная нефть самотеком (высота установки сепараторов 2-й ступени 10... 12 м) в сырьевые резервуары

Применение напорной системы сбора позволяет:

- сконцентрировать на ЦСП оборудование по подготовке нефти, газа и воды для группы промыслов, расположенных в радиусе 100 км;
- применять для этих целей более высокопроизводительное оборудование, уменьшив металлозатраты, капитальные вложения и эксплуатационные расходы;

– снизить капиталовложения и металлоемкость системы сбора, благодаря отказу от строительства на территории промысла компрессорных станций и газопроводов для транспортировки нефтяного газа низкого давления;

– увеличить пропускную способность нефтепроводов и уменьшить затраты мощности на перекачку вследствие уменьшения вязкости нефти, содержащей растворенный газ.

Недостатком напорной системы сбора являются большие эксплуатационные расходы на совместное транспортирование нефти и воды с месторождений до ЦСП и, соответственно, большой расход энергии и труб на сооружение системы обратного транспортирования очищенной пластовой воды до месторождений для использования ее в системе поддержания пластового давления.

Контрольные вопросы:

1. В каких случаях применяются однотрубная и двухтрубная схемы сбора нефти?

2. Назовите основные принципы построения схем сбора продукции скважин на нефтяных месторождениях.

3. Перечислите элементы системы сбора нефти?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

ИЗУЧЕНИЕ СИСТЕМ СБОРА ГАЗА НА ПРОМЫСЛАХ

Цель: изучить конструкцию и принцип работы системы сбора газа на промыслах.

Формируемые компетенции: ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения о системы сбора газа на промыслах:

а) классификация системы сбора газа;

б) индивидуальная система сбора;

в) групповая система сбора;

г) централизованная система сбора;

2. Нарисовать схему системы сбора газа (по вариантам), указать позиции на схеме, пояснить их.

I – вариант: Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти (рис.2.1.);

II – вариант: системы сбора газа на промыслах: (рис.2.2.);

III – вариант: форма коллекторной газосборной сети (рис.2.3.);

3. Описать назначение и принцип работы системы сбора газа на промыслах.

4. По контрольным вопросам подготовиться к защите практической работы.

5. Вывод по работе.

Общие теоретические сведения:

Существующие системы сбора газа классифицируются:

– по степени централизации технологических объектов подготовки газа;

– по конфигурации трубопроводных коммуникаций;

– по рабочему давлению.

По степени централизации технологических объектов подготовки газа различают индивидуальные, групповые и централизованные системы сбора.

При индивидуальной системе сбора (рис. 2.2. а) каждая скважина имеет свой комплекс сооружений для подготовки газа (УПГ), после которого газ поступает в сборный коллектор и далее на центральный сборный пункт (ЦСП). Данная система применяется в начальный период разработки месторождения, а также на промыслах с большим удалением скважин друг от друга. Недостатками индивидуальной системы являются: 1) рассредоточенность оборудования и аппаратов по всему промыслу, а, следовательно, сложности организации постоянного и высококвалифицированного обслуживания, автоматизации и контроля за работой этих объектов; 2) увеличение суммарных потерь газа по промыслу за счет наличия большого числа технологических объектов и т.д.

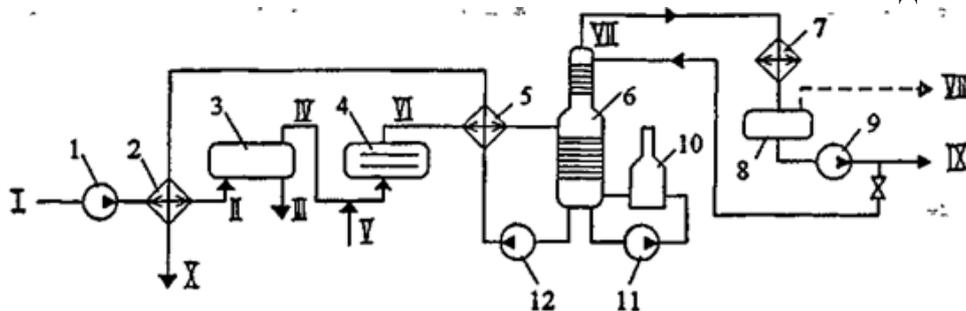


Рисунок 2.1 - Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти:

1, 9, 11, 12 - насосы; 2,5 - теплообменники; 3 - отстойник; 4 - электродегидратор; 6 - стабилизационная колонна; 7 - конденсатор-холодильник; 8 - емкость орошения; 10 – печь; I - холодная "сырая" нефть; II - подогретая "сырая" нефть; III - дренажная вода; IV - частично обезвоженная нефть; V - пресная вода; VI - обезвоженная и обессоленная нефть; VII - пары легких углеводородов; VIII – несконденсировавшиеся пары; IX - широкая фракция (сконденсировавшиеся пары); X - стабильная нефть

При групповой системе сбора (рис. 2.2. б) весь комплекс по подготовке газа сосредоточен на групповом сборном пункте (ГСП), обслуживающем несколько близко расположенных скважин (до 16 и более).

Групповые сборные пункты подключаются к промышленному сборному коллектору, по которому газ поступает на центральный сборный пункт и далее потребителю.

Групповые системы сбора получили широкое распространение, так как их внедрение позволяет увеличить мощность и коэффициент загрузки технологических аппаратов, уменьшить число объектов контроля, обслуживания и автоматизации, а в итоге - снизить затраты на обустройство месторождения.

При централизованной системе сбора (рис. 2.2. в) газ от всех скважин по индивидуальным линиям или сборному коллектору поступает к единому центральному сборному пункту, где осуществляется весь комплекс технологических процессов подготовки газа и откуда он направляется потребителям.

Применение централизованных систем сбора позволяет осуществить еще большую концентрацию технологического оборудования, за счет применения более высокопроизводительных аппаратов уменьшить металлозатраты и капитальные вложения в подготовку газа.

В каждом конкретном случае выбор системы сбора газа обосновывается технико-экономическим расчетом.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают бесколлекторные и коллекторные газосборные системы. При бесколлекторной системе сбора газ (подготовленный или нет) поступает на ЦПС со скважин по индивидуальным линиям. В коллекторных газосборных системах отдельные скважины подключаются к коллекторам, а уже по ним газ поступает на ЦСП

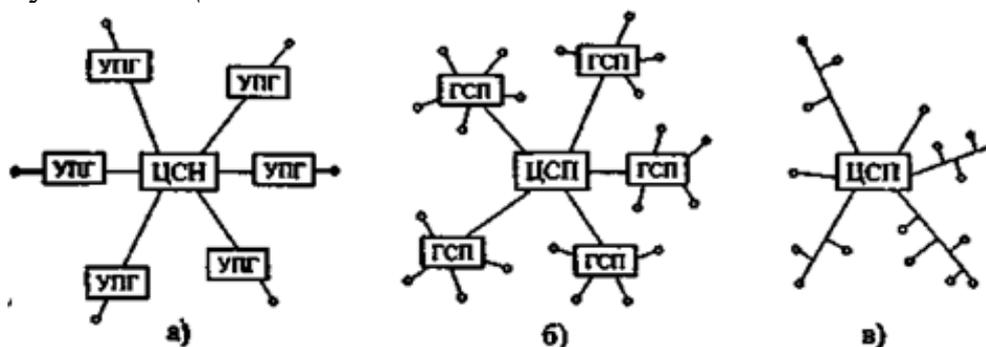


Рисунок 2.2 - Системы сбора газа на промыслах:

а) - индивидуальная; б) - групповая; в) - централизованная,

УПГ- установка подготовки газа; ГСП- групповой сборный пункт; ЦСП-централизованный сборный пункт

Различают линейные, лучевые и кольцевые коллекторные газосборные системы (рис. 2.3).

Линейная газосборная сеть состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом (2...3) рядов скважин. **Лучевая** газосборная сеть состоит из

нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей, **Кольцевая** газосборная сеть представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий перемычки. Кольцевая форма сети позволяет обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в случае выхода из строя одного из участков коллектора.

По рабочему давлению системы сбора газа делятся на вакуумные ($P < 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P < 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

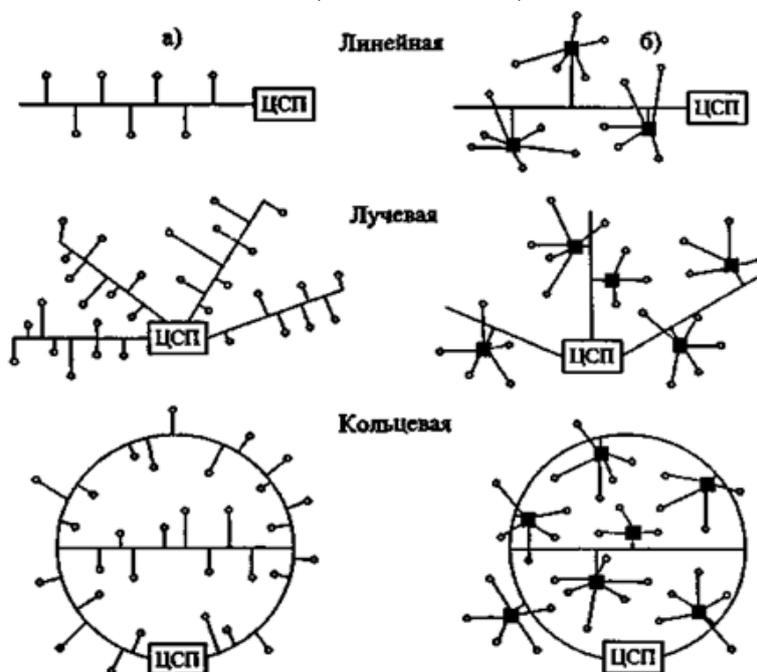


Рисунок 2.3 - Формы коллекторной газосборной сети:
Подключение скважин: а) индивидуальное; б) групповое

Контрольные вопросы:

1. Какие преимущества и недостатки имеют герметизированные системы сбора нефти, газа и воды?
2. Какие факторы влияют на выбор системы сбора? Назовите разновидности систем сбора, их особенности.
3. Классификация систем сбора газа.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ УПН

Цель: изучить принципы работы и основное оборудование УПН

Формируемые компетенции: ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения.
2. Зарисовать схему сбора и подготовка нефти, газа и воды.
3. Изучить принцип работы УПН.
4. Записать процессы подготовки нефти в виде опорного конспекта, пользуясь схемой на рис.3.1.
5. Сделать вывод по работе.

Общие теоретические сведения:

Установки подготовки нефти УПН являются необходимым оборудованием на нефтяных месторождениях, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях, так как предназначаются для предварительной подготовки добытой нефти перед ее отправкой на нефтеперерабатывающие заводы.

Назначение установок подготовки нефти — это подготовка товарной нефти путем обессоливания, обезвоживания и нагрева нефтяной эмульсии.

Установки подготовки нефти УПН поставляются в блочном исполнении максимальной заводской готовности, что сокращает сроки проведения монтажных работ.

Установка УПН — это комплекс оборудования, обеспечивающий проведение всех необходимых процессов:

- подогрев нефтяной эмульсии
- глубокое термическое и химическое обезвоживание нефти
- обессоливание нефти
- снижение упругости паров товарной нефти
- отбраковку некондиционной нефти и повторную ее подготовку
- рециркуляцию реагентов, теплоносителя и др. для повторного использования
- стабилизация нефти

Все вышеперечисленные процессы происходят в одной сепарационной емкости с патрубками входа нефтяной эмульсии, воды и топлива. Внутри емкость условно поделена на секции, в которых происходит поэтапная подготовка нефти к транспорту.

В секции нагрева располагаются жаровые трубы U-образной формы. Нефтяная эмульсия, поступающая через входной патрубок, омывает трубы и направляется вниз емкости. За счет нагрева разность плотностей нефти и воды возрастает, при этом уменьшается вязкость нефти. В результате частицы воды оседают, а частицы нефти поднимаются. Параллельно также происходит первичное выведение газа из нефтяной эмульсии.

Секция коалесценции необходима для полного отделения капельной жидкости, частицы которой собираются в крупные капли на нержавеющей сетке.

После предварительного обезвоживания воды нефтяная эмульсия поступает по желобам в **секцию обессоливания**, в которой располагается система водораспределения, состоящая из трубок с распределительными

насадками. Нагретая в секции нагрева вода впрыскивается в нефтяную эмульсию и смешивается с ней.

В секции окончательной коалесценции и отбора нефти происходит последний этап отделения влаги. Затем при помощи насосов нефть откачивается насосами в нефтеотборник.

В сепарационной емкости также происходит очистка нефтяной эмульсии от песка, грязи и различных механических примесей. Конструкция аппарата разработана с возможностью проводить удаление осевшего ила без остановки всего процесса. Это происходит при помощи инъекционных трубок, которые подают под высоким давлением воду в нижнюю часть емкости, откуда суспензия песка и воды уже попадает в накопители песка, а затем полностью выводится из установки.

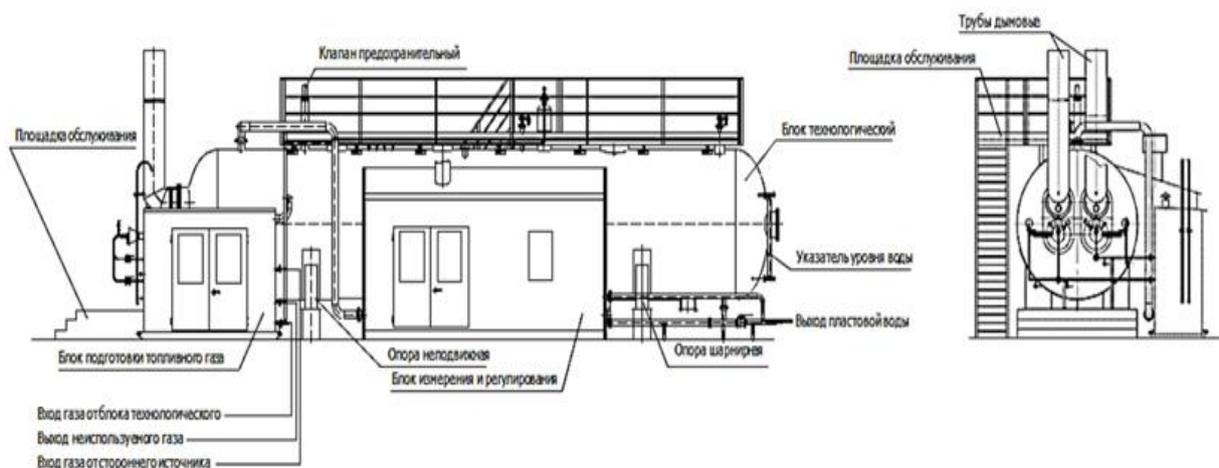


Рисунок 3.1 - Принципиальная схема УПН

Кроме сепарационной емкости в установку подготовки нефти УПН входит **блок регулирования и управления** всеми процессами, происходящими в установке. Блок регулирования представляет собой блочно-модульную конструкцию из сварного пространственного каркаса, обшитого сэндвич-панелями. Внутри располагаются трубопроводы входа нефтяной эмульсии, выхода товарной нефти и воды и другое оборудование, необходимое для автоматического управления процессом.

В **блоке подготовки топлива** осуществляется его очистка, регулирование его давления и расхода.

Для осуществления своих функций в типовую схему установки подготовки нефти входят:

- технологический блок с горелкой — это секция нагрева и коалесценции
- блок регулирования
- блок подготовки топлива
- система автоматизации

Система автоматического управления размещается в блоке регулирования. Специально разработанная и внедренная система

автоматизации измеряют и регулируют температуру в секции нагрева, давление газа и жидкости, расход газа, нефти и воды, а также уровень нефти и уровень раздела фаз "вода-нефть" в емкости и другие параметры.

Приборы КИПиА позволяют эксплуатировать установку УПН в автоматическом режиме без постоянного присутствия человека. Вся информация о параметрах собирается и архивируется в журнале событий.

Особое внимание уделяется охранной и пожарной сигнализации, которая подает предупредительные и аварийные сигналы в случае неконтролируемых изменений технологических параметров.

Контрольные вопросы:

1. Каково назначение установки подготовки нефти?
2. Перечислите основное оборудование для подготовки нефти.
3. Для каких целей применяют дезмульгаторы.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

РАСЧЕТ НЕФТЕГАЗОВЫХ СЕПАРАТОРОВ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ПО ГАЗУ И ЖИДКОСТИ

Цель:

1. Изучить сепараторы различных конструкций, их назначение, конструкционные особенности, достоинства и недостатки;
2. Научиться рассчитывать скорость осаждения капель жидкости и пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу и жидкости.

Формируемые компетенции: ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения газонефтепродуктов.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения о сепарации.
 - а) определение сепарации;
 - б) аппараты, применяемые для сепарации;
 - в) определение эффективности сепарации;
 - г) классификация сепараторов.
2. Нарисовать схему сепаратора (по вариантам), указать позиции на схеме, пояснить их.
 - I – вариант: сепаратор с предварительным отбором газа (рис.4.1.);
 - II – вариант: сепаратор трехфазный (рис.4.2.);
 - III – вариант: сепаратор концевой (рис.4.3.);
 - IV – вариант: сепаратор гидроциклонный (рис.4.4.);
3. Описать назначение и принцип работы сепаратора, его технические характеристики.
4. Произвести расчёт нефтегазового сепаратора на пропускную

способность по газу и жидкости. Исходные данные см. таблицу 4.1.

5. Вывод по работе.

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчета

Параметры	варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление в сепараторе P , МПа	2,2	2,6	2,5	2,8	2,4	2,0	2,7	2,6	1,8	1,9
Температура в сепараторе T , °К	300	290	293	298	296	294	300	310	315	305
Диаметр сепаратора, D , м	1,0	0,9	1,2	1,3	1,5	1,0	1,2	1,3	1,0	1,3
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	800	820	830	840	850	860	870	860	850	840
Плотность газа в норм. условиях, Плотность нефти ρ_o , кг/м ³	1,0	1,1	1,2	1,15	1,21	1,25	1,05	1,11	1,13	1,18
Вязкость газа в раб. условиях μ , Па·с	0,012* 10 ⁻⁴	0,014* 10 ⁻⁴	0,013* 10 ⁻⁴	0,014* 10 ⁻⁴	0,011* 10 ⁻⁴	0,014* 10 ⁻⁴	0,011* 10 ⁻⁴	0,011* 10 ⁻⁴	0,011* 10 ⁻⁴	0,011* 10 ⁻⁴
Диаметр капелек нефти, d , мкм	30	35	33	34	32	31	29	28	30	32
Коэффициент сжимаемости газа, Z	0,98	0,97	0,97	0,97	0,96	0,98	1,0	0,96	1,0	1,0
Давление опрессовки, $P_{оп}$	2P									
Допустимое напряжение стали на разрыв, G , МПа	200	186	186	200	200	200	150	150	146	146
Коэффициент прочности шва, φ	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Радиус сферы днища, R , м	3	3,5	3	3	3,5	3	3,5	4	3	3,5
Запас на коррозию металла, C , м	0,002		0,3	0,002				0,003		

Общие теоретическое сведения:

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в

котором происходит отделение газа от жидкой продукции скважин, называют **нефтегазовым сепаратором**.

Вывод отсепарированного газа из нефтегазовых сепараторов и отдельный сбор его осуществляются в различных пунктах системы сбора и центральных пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды. Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется **ступенью сепарации газа**.

Ступеней сепарации может быть несколько, и окончательное отделение нефти от газа завершается в конечных сепараторах или в резервуарах под атмосферным давлением.

Сепараторы, применяемые на нефтяных месторождениях, условно подразделяются на следующие категории:

1. по назначению — замерно-сепарирующие и сепарирующие;
2. по геометрической форме и положению в пространстве — цилиндрические, вертикальные, горизонтальные и наклонные;
3. по характеру проявления основных сил — гравитационные и центробежные (гидроциклонные);
4. по рабочему давлению — высокого (6,4 МПа и более), среднего (2,5—6,4 МПа), низкого (0,6—2,5 МПа) давления и вакуумные;
5. по числу обслуживаемых скважин—индивидуальные и групповые;
6. по числу ступеней сепарации — первой, второй, третьей ступени;
7. по числу разделяемых фаз — двухфазный (нефть + газ), трехфазный (нефть + газ + вода).

Работа сепаратора любого типа, устанавливаемого на нефтяном месторождении, характеризуется двумя основными показателями:

1. количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции.
2. количеством пузырьков газа, уносимых потоком нефти из секции сбора нефти.

Чем меньше эти показатели, тем лучше работает сепаратор. Состав фаз (газ, нефть), которые выделяются в сепараторе, можно регулировать изменением давления и температуры сепарации.

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит, в основном, по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой фаз.

Конструкция сепараторов.

I - основная сепарационная секция служит для выделения из нефти газа. На работу сепарационной секции наибольшее влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное), использование различного рода насадок-диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси.

II - осадочная секция служит для дополнительного выделения пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более

интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти, последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти и, тем самым улучшая ее сепарацию. Наклонные плоскости изготавливают с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

III - секция сбора нефти находится в нижней части сепаратора и предназначена для сбора и вывода нефти из сепаратора. В зависимости от эффективности работы двух первых секций в этой секции нефть может находиться как в однофазном состоянии, так и в смеси с газом.

IV - каплеуловительная секция расположена в верхней части сепаратора и предназначена для улавливания мелкодисперсных капелек жидкости, уносимых потоком газа.

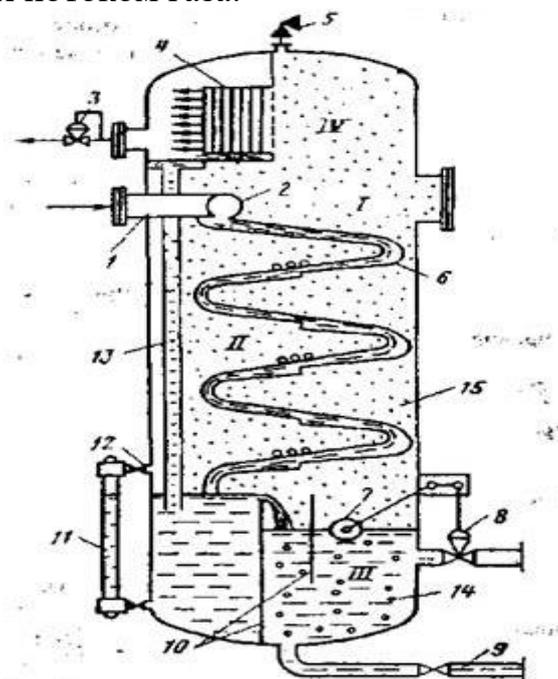


Рисунок 4.1 - Схема вертикального газонефтяного сепаратора:

1 - ввод газонефтяной смеси; 2 - раздаточный коллектор; 3 - регулятор давления; 4 - каплеуловительная насадка; 5 - предохранительный клапан; 6 - наклонные плоскости; 7 - датчик регулятора уровня поплавкового типа; 8 - исполнительный механизм сброса нефти; 9 - патрубок; 10 - успокоительные перегородки; 11 - водомерное стекло; 12 - отключающие краны; 13 - дренажная трубка; 14 - пузырьки газа, уносимые с нефтью из сепаратора; 15 - капельки жидкости, уносимые с газом.

I - основная сепарационная секция; II - осадительная секция; III - секция сбора нефти; IV - каплеуловительная секция.

Работа сепаратора.

Газожидкостная смесь под давлением вводится через патрубок 1 в раздаточный коллектор 2, имеющий по всей длине щель (рис.4.1). Из щели смесь вытекает на наклонные плоскости 6 с небольшими порогами для интенсификации выделения газа. В нижней части под действием силы

тяжести собирается жидкость, а в верхней - газ. Перегородки 10 служат для успокоения уровня жидкости при пульсирующем потоке, а датчик регулятора уровня поплавкового типа 7 с исполнительным механизмом 8 - для циклического вывода нефти из сепаратора. Через патрубок 9 периодически сбрасывают скопившиеся механические примеси. Водомерное стекло 11 предназначено для измерения количества подаваемой жидкости.

В верхней части сепаратора установлена каплеуловительная насадка 4 жалюзийного типа. Выделенная нефть стекает в поддон и по дренажной трубке 13 направляется в нижнюю часть сепаратора. На линии вывода газа устанавливают регулятор давления 3, поддерживающий постоянное давление в корпусе сепаратора. В верхней части расположен предохранительный клапан 5, сбрасывающий газ при аварийном повышении давления в сепараторе выше допустимого.

Преимущества и недостатки сепараторов различного типа.

Вертикальные сепараторы имеют то преимущество, что они позволяют достоверно определить объем жидкости, что обуславливает применение более простых средств для регулирования его работы. Процесс очистки таких сепараторов прост, поэтому их рекомендуется использовать тогда, когда в продукции скважин содержится песок.

В горизонтальном сепараторе такого же объема, что и вертикальный, производительность по газу больше, поскольку площадь его в диаметральном сечении в несколько раз превышает площадь вертикального сепаратора, поэтому требуется меньше времени для всплытия пузырьков газа в жидкости. Горизонтальные сепараторы монтировать и обслуживать намного проще, чем вертикальные, но они требуют большей площади, что является существенным недостатком, когда месторождение расположено в море или на болоте.

У сферических сепараторов первоначальные капитальные вложения на единицу пропускной способности по газу наименьшие, что является основным их преимуществом. Однако существенный их недостаток - трудность в изготовлении, связанная с необходимостью штамповки отдельных заготовок, а затем их сварки.

Сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС.

На первой ступени сепарации эффективным оказался двухфазный сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС (рис.4.2.). Блочная сепарационная установка типа УБС конструкции ТатНИИнефтемаша предназначена для первой ступени сепарации нефтяного газа от нефти, с одновременным оперативным учетом их расходов в системах герметизированного сбора и транспорта продукции скважин.

На входе в сепаратор (в конце сборного коллектора) установлен депульсатор 5 и выделен каплеуловитель 8. В депульсаторе происходят расслоение структуры газожидкостной смеси, отбор газа и уменьшаются пульсации расхода и давления. Газожидкостная смесь из сборного

коллектора подводится по наклонному 1 (30-40°), горизонтальному 2 (длиной 2-3 м) и наклонному 3 (10-15°) длиной 15-20 м трубопроводу. Из трубопровода 3 в верхней части (выше уровня жидкости в сепараторе) проводится отбор газа по газоотводным трубкам 4 в газосборный коллектор депульсатора 5, подводящий газ в выносной каплеуловитель (каплеотбойник) 8, в котором устанавливается выравнивающая поток газа перфорированная перегородка 6 и жалюзийная кассета 7. Из каплеуловителя 8 газ направляется в эжектор 9 и дальше в газопровод на ГПЗ. Капельки нефти собираются и стекают в сепаратор. В сепараторе выделяется основная часть газа, который поступает в эжектор 9. Нефть идет на УПН.

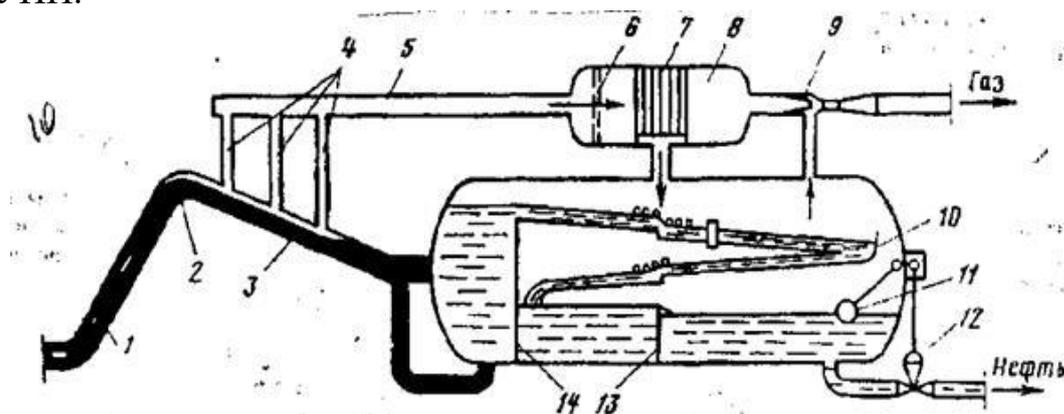


Рисунок. 4.2 - Схема сепаратора с предварительным отбором газа типа УБС:

1, 3 - наклонные трубопроводы депульсатора; 2 - горизонтальный трубопровод; 4 - газоотводные трубки; 5 - депульсатор; 6 - перфорированная перегородка; 7 - жалюзийная кассета; 8 - каплеуловитель; 9 - эжектор; 10 - наклонные плоскости; 11 датчик регулятора уровня поплавкового типа; 12 - исполнительный механизм сброса нефти; 13 - успокоительные перегородки; 14 - перегородка.

Блочные сепарационные установки типа УБС выпускаются на пропускную способность по жидкости 1500 – 16000 м³/сут при газовом факторе 120м³/т и рабочем давлении 0,6 и 1.6 МПа.

Нефти средней ($3 \cdot 10^{-3}$ Па*с) и особенно высокой (0,1 Па*с) вязкости, а также нефти, склонные к пенообразованию, в данном сепараторе от газа практически не отделяются. Неудовлетворительное разделение газа в таком сепараторе происходит также и в том случае, если нефть обводняется и в сепаратор поступает стойкая водонефтяная эмульсия высокой вязкости.

Сепараторы трехфазные.

Для обводненных нефтей обычно применяют трехфазные сепараторы (рис. 4.3.). Они служат для отделения нефти от воды и газа, устанавливаются на дожимной насосной станции ДНС или на установке предварительного сброса воды УПСВ. Они предназначены для сброса свободной пластовой воды, сепарации газа от нефти, а также для разделения потока продукции (частично обводненной нефти) перед подачей ее на УПН.

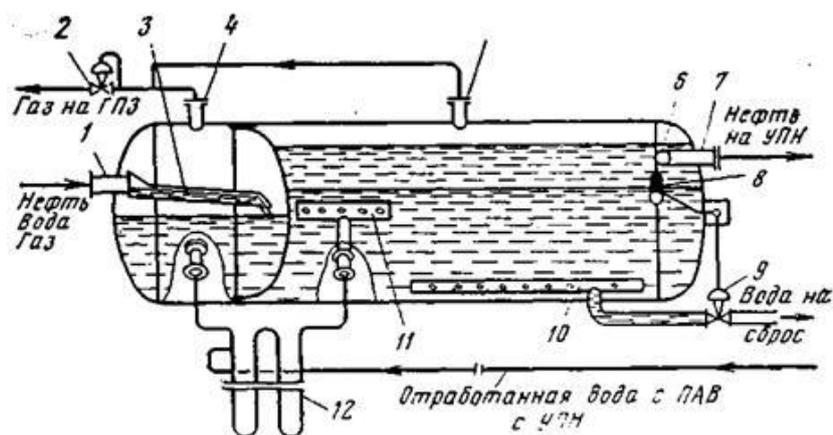


Рисунок 4.3 - Трехфазный сепаратор

Особенностью таких аппаратов является использование в одной емкости двух отсеков: сепарационного 3 и отстойного, сообщающихся между собой через каплеобразователь 12. Смесь нефти, воды и газа по патрубку 1 поступает в сепарационный отсек 3, в котором поддерживается постоянное давление с помощью регулятора давления 2. Отсепарированный газ подается на ГПЗ, а смесь нефти, воды с небольшим количеством газа из сепарационного отсека 3 по каплеобразователю 12 перетекает в отстойный отсек, где нефть отделяется от воды и газа. Нефть по верхнему патрубку 7 отводится на УПН, а вода через исполнительный механизм 9, работающий за счет датчика регулятора уровня поплавкового типа 8, сбрасывается из корпуса сепаратора в резервуар отстойник. Если в трехфазный сепаратор поступает нефть в виде стойкой эмульсии, то в каплеобразователь 12 подводится с УПН горячая отработанная вода, содержащая ПАВ. Сброс отделившейся воды осуществляется через исполнительный механизм 9 и сборник воды 10. В корпусе сепаратора имеется дырчатый распределитель эмульсии 11 и дырчатый сборник нефти 6, предназначенные для равномерного распределения эмульсии по всему сечению аппарата и сбора нефти.

Сепараторы концевые.

Конечная ступень сепарации должна обеспечить давление насыщенных паров в пункте сдачи нефти не более 0,066 МПа. Отбор из нефти наиболее летучих углеводородов (пропан, бутан) и получение стабильной нефти, практически неспособной испаряться в атмосферу, называют стабилизацией нефти. Отбор наиболее летучих углеводородов и обеспечение требуемого давления насыщенных паров осуществляют горячей сепарацией и созданием вакуума на конечной (горячей) ступени сепарации. Один из концевых сепараторов показан на рис. 4.4.

После УПН на последнюю ступень сепараторов нефть, как правило, поступает с высокой температурой (40 - 60°C). С помощью форсуночных разбрызгивателей 2 она диспергируется в газовом объеме сепаратора, в котором посредством эжектора 4 создан вакуум. Мелкодисперсные капельки нефти, имея большую поверхность контакта с газом,

дополнительно дегазируются, осаждаются на каплеуловительную сетку (жалюзи) 3 и стекают из нее в виде струек или крупных капель. Дегазированная нефть самотеком отводится в товарные резервуары. Высоко- и низконапорный газ эжектора 4 поступает в холодильник 5 и сепаратор 6, где происходит отделение легких (C_1-C_4) и тяжелых (C_5+ высшие) фракций. Таким образом, пентановые и гексановые (бензиновые) фракции, являющиеся при нормальных условиях (0,101 МПа; 0°С) жидкостями, выделяются из газа и переходят в товарную нефть, а легкие углеводороды (C_1-C_4), являющиеся при нормальных условиях газами, составляют товарный газ. Отвод нефти из сепараторов в резервуары товарного парка происходит за счет разности уровней нефти. Поэтому концевые сепараторы, как правило, поднимаются над поверхностью земли на высоту 14 -15 м, максимальные уровни нефти в резервуарах товарного парка поддерживаются на высоте 11 – 12 м.

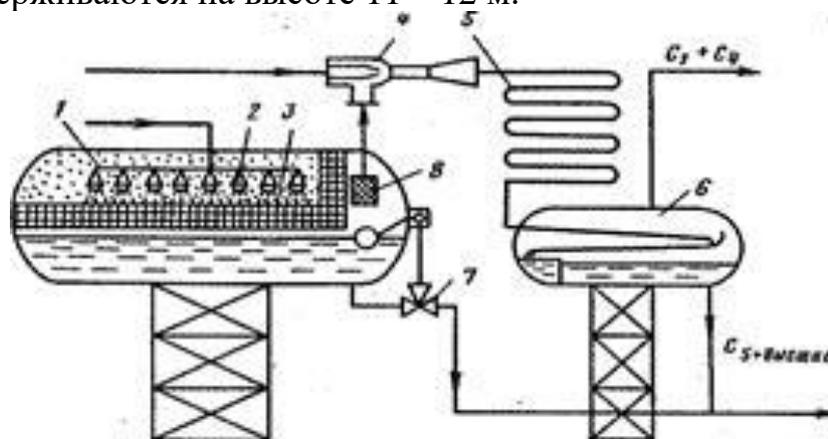


Рисунок 4.4 - Схема концевого сепаратора

1 - раздаточный коллектор; 2 - форсуночный разбрызгиватель; 3 - каплеуловительная сетка; 4 - эжектор; 5 - холодильник; 6 - сепаратор; 7 -автомат вывода дегазированной нефти; 8 – каплеуловитель.

Сепараторы гидроциклонные.

Сепараторы этого типа применяются на замерных установках типа "Спутник" для отделения нефти от газа при измерении их количества по каждой скважине. К этому типу относятся двухфазные и реже трехфазные сепараторы, обеспечивающие эффективную сепарацию нефти от газа вследствие изменения направления потока и применения механических каплеуловителей газа. Разделение нефти и газа происходит в гидроциклонной головке 1, затем на сливных полках 4 и 12 верхней 3 и нижней 14 емкостей, а интенсифицируется процесс с помощью уголкового разбрызгивателя 6. Газонефтяная смесь в гидроциклонную головку поступает тангенциально. За счет возникающей центробежной силы нефть отбрасывается на стенку головки, а газ, как более легкий, сосредотачивается в центральной ее части. Нефть и газ из головки за счет козырька 2 поступают раздельно. Выделившийся газ освобождается от капелек нефти в уголкового

каплеуловителей 5 и в жалюзийной кассете 7.

Гидроциклонными сепараторами оборудованы все "Спутники", после которых газ направляется снова в сборный коллектор, перемешивается с нефтью и транспортируется с ней по коллектору до первой ступени сепарации.

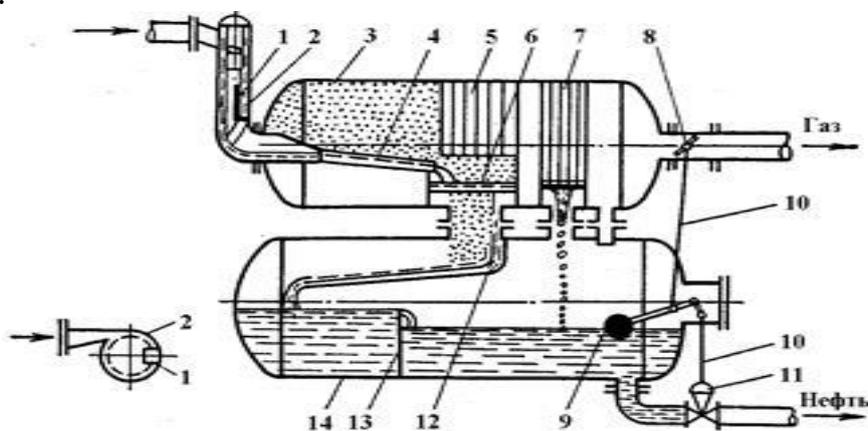


Рисунок 4.5 - Схема циклонного двухемкостного сепаратора

1- гидроциклонная головка; 2 - направляющий козырек; 3 - верхняя емкость; 4, 12 - сливные полки; 5 - уголки-каплеуловители; 6 - разбрызгиватель; 7 - жалюзийная кассета; 8 - заслонка; 9 - тяги; 10 - исполнительный механизм; 11 - датчик уровня поплавкового типа; 13 - успокоитель уровня жидкости; 14 - нижняя емкость.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, т.е.:

$$V_{\Gamma} < u_{\text{ч}}$$

Методические указания к выполнению расчета:

1. Скорость осаждения капельки жидкости (твердой частицы), имеющей форму шара, можно определить по формуле Стокса:

$$u_{\text{ч}} = \frac{d_{\text{н}}^2 * (\rho_{\text{н}} - \rho_{\Gamma}) * g}{18 \mu_{\Gamma}} \quad (1.1)$$

где $u_{\text{ч}}$ - скорость осаждения частицы, м/с;
 $d_{\text{н}}$ - расчетный диаметр частицы (капельки нефти), м;
 $\rho_{\text{н}}$ - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³;
 ρ_{Γ} - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³;
 g - ускорение свободного падения, м/с², = 9,81;
 μ_{Γ} - динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па*с;

2. Плотность газа в условиях сепаратора определяем по формуле:

$$\rho_{\Gamma} = \rho_0 * P/P_0 * T/T_0 * 1/Z, \text{ кг/м}^3 \quad (1.2)$$

где ρ - плотность газа при нормальных условиях кг/м³;
P и **P₀** - соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление **P₀=1,013*10⁵ Па**;
T и **T₀** - абсолютная температура в сепараторе (**T=273 + t**);
K_n - абсолютная нормальная температура (**T₀=273 К**);
Z - коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

3. Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе на практике определяют по формуле:

$$V_{\Gamma} = u_{\text{ч}} / 1,2 \quad (1.3)$$

где $u_{\text{ч}}$ - скорость осаждения частицы, м/с;

4. Суточная производительность сепаратора по газу:

$$V_{\Gamma} = \frac{86400 * v_{\Gamma} * 0,785 * D^2 * P * T_0}{Z * P_0 * T}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1.4)$$

где **D** - диаметр сепаратора, м;
 v_{Γ} - скорость подъема газа, м/с;
P и **P₀** - Соответственно давление в сепараторе и атмосферное **P₀=1,013*10⁵Па**;
T и **T₀** - Абсолютная температура в сепараторе (**T = 273+t**) и абсолютная нормальная температура (**T = 273+K**);
Z - коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального

5. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора:

$$S_{\text{к}} = \frac{P_{\text{оп}} * D}{2G * \varphi + P_{\text{оп}}} + C, \text{ м} \quad (1.5)$$

6. Определяем толщину днища:

$$S_{\text{д}} = \frac{P_{\text{оп}} * R}{2G * \varphi + P} + C, \text{ м} \quad (1.6)$$

где **P_{оп}** - избыточное внутреннее давление, Мпа;
D - наружный диаметр сепаратора, м;
G - допустимое напряжение материала сепаратора, Мпа;
Ф - коэффициент прочности сварного шва;
C - прибавка к расчетной толщине для компенсации коррозии, м;
R - радиус кривизны в вершине днища, м.

Контрольные вопросы:

1. Каково назначение сепараторов?
2. Как классифицируют сепараторы?
3. При каком условии процесс сепарации эффективен?
4. Из каких основных секций состоит НГС? Их назначение и устройство.

5. Назовите основные показатели, которыми характеризуется работа сепаратора.

6. При каком условии успевают всплыть пузырьки газа?

7. Что называют степенью сепарации?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ГРАВИТАЦИОННОГО ОТСТОЙНИКА

Цель:

1. Изучить конструкцию, принцип работы отстойников различных типов.

2. Научиться производить отчет основных параметров работы и механический расчет отстойника.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения.

2. Начертить схему отстойника, изучить его конструкцию, описать силы, действующие в отстойнике (по вариантам).

3. Произвести расчет основных параметров работы гравитационного отстойника.

4. Произвести механический расчет гравитационного отстойника. Исходные данные в табл. 5.1.

5. Дать оценку гравитационному отстою.

6. Сделать вывод по работе.

Общие теоретические сведения:

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники. Наибольшее распространение получили отстойники с нижним распределенным вводом сырья и вертикальным его движением в отстойнике (ОГ - 200, ОГ – 200С, и ОВД – 200) и отстойники с радиальным и горизонтальным вводом сырья ОБН.

Таблица 5.1 - Исходные данные

Параметры	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тип отстойника	ОГ – 200С				ОВД - 200			ОБМ – 300/6		
Внутренний диаметр отстойника, D _в , м	3,4									
Длина отстойника, L, м	25,42				22,88			20,44		
Вязкость эмульсий μ , Па*с	$7 \cdot 10^{-6}$				$9 \cdot 10^{-3}$			$6 \cdot 10^{-6}$		
Диаметр капелек воды в эмульсии d, м	3* 10^{-4}	4* 10^{-4}	3* 10^{-4}	4* 10^{-4}	5* 10^{-4}	3* 10^{-4}	4* 10^{-4}	5* 10^{-4}	5* 10^{-4}	3* 10^{-4}
Производительность установки подготовки нефти G, м ³ /ч	2400				1800			2100		

Параметры	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	1,0	1,1	1,2	1,15	1,21	1,25	1,05	1,11	1,13	1,18
Время отстоя t , час	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Плотность воды, ρ_v , кг/м ³	1002	1001	1002	1000	1003	1004	1001	1002	1004	1000
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	900	890	880	870	900	860	870	885	850	840
Рабочее давление в отстойнике, P_1 , МПа	0,6	0,5	0,7	0,5	0,6	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7
Обводненность продукции, n_v , д.ед.	0,6	0,8	0,7	0,85	0,65	0,75	0,8	0,55	0,6	0,7
Рабочая температура $t_{\text{раб}}$, °С	30									
Максимальная температура рабочей среды, t_{max} , °С	100									
Допустимое напряжение стали на разрыв, G_g , Мпа	200	186	186	200	200	200	150	150	146	146

Отстойник типа ОГ-200 (ОГ-200С, ОГ-200П) предназначен для отстоя нефтяных эмульсий с целью их разделения на составляющие - нефть и пластовую воду. Допускается применение установки для подготовки легких и средних нефтей, не содержащих сероводород и другие агрессивные в коррозионном отношении компоненты.

В шифре приняты следующие обозначения: ОГ — отстойник горизонтальный; первая цифра — вместимость емкости (м³); С — с сепарационным отсеком.

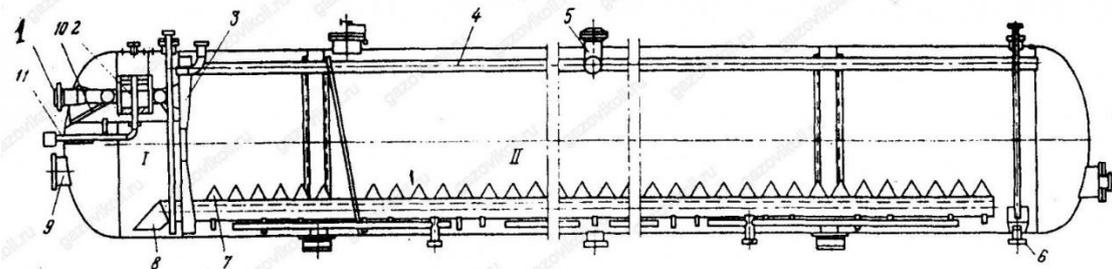


Рисунок 5.1 - Отстойник ОГ-200С

Отстойник ОГ-200С (рис.5.1.) представляет горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическими днищами. При помощи перегородки 3 емкость разделена на два отсека, из которых левый I является сепарационным, а правый II — отстойным. Левый и правый отсеки емкости сообщаются друг с другом при помощи двух распределителей, представляющих собой стальные трубы 8 с наружным диаметром 426 мм, снабженные отверстиями в верхней части. Над

отверстиями распределителей располагаются распределители эмульсии коробчатой формы 7, имеющие на своих боковых гранях отверстия.

В верхней части сепарационного отсека находится сепаратор газа 2, соединенный при помощи фланцевого угольника со штуцером выхода газа 10, расположенным в левом днище. В верхней части правого отсека размещены четыре сборника нефти 4, соединенные с коллектором и штуцером выхода отстоявшейся нефти. В нижней части этого отсека имеется штуцер 6 для удаления отделившейся воды.

Подогретая нефтяная эмульсия через штуцер I поступает в распределитель, расположенный в верхней части сепарационного отсека 7. При этом из обводненной нефти выделяется часть газа, находящаяся в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер 10 сбрасывается в сборную сеть.

Уровень жидкости в сепарационном отсеке регулируется при помощи регулятора межфазного уровня, поплавковый механизм которого врезаются в люк 9. Дегазированная нефть из сепарационного отсека поступает в два коллектора 8, находящиеся в отстойном отсеке II. Из коллекторов нефть поступает под коробчатые распределители и через отверстия, просверленные в их боковых поверхностях, направляется тонкими струйками под уровень пластовой воды в отсеке.

Благодаря наличию коробчатых распределителей нефть приобретает вертикальное движение по значительной площади агрегата. Обезвоженная нефть всплывает вверх и поступает в сборники 4, расположенные в верхней части отстойного отсека, и через штуцер 5 выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти пластовая вода поступает в правую часть отстойника и через штуцер 6 с помощью поплавкового регулятора межфазного уровня сбрасывается в систему подготовки промысловых вод.

Отстойник ОГ-200С поставляется комплектно с контрольно-измерительными приборами, позволяющими осуществлять автоматическое регулирование уровней, раздела «нефть—газ» и «нефть—пластовая вода» в отсеках, а также местный контроль за давлением среды в аппарате, уровнями раздела «нефть — газ» и «нефть — пластовая вода».

Техническая характеристика отстойника ОГ-200С приведена ниже.

Таблица 5.2 - Техническая характеристика отстойника ОГ-200С

Параметры	Значение
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Пропускная способность по товарной нефти, т/сут	до 6000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	до 100
Вместимость аппарата, м ³	200
Габаритные размеры, мм	25 420 × 6 660 × 5780
Масса, кг	48 105

Отстойник ОВД-200 (рис.5.2.) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Он оснащен

распределителем эмульсии 2, сборником нефти 1 и воды 4, выполненными из перфорированных труб.

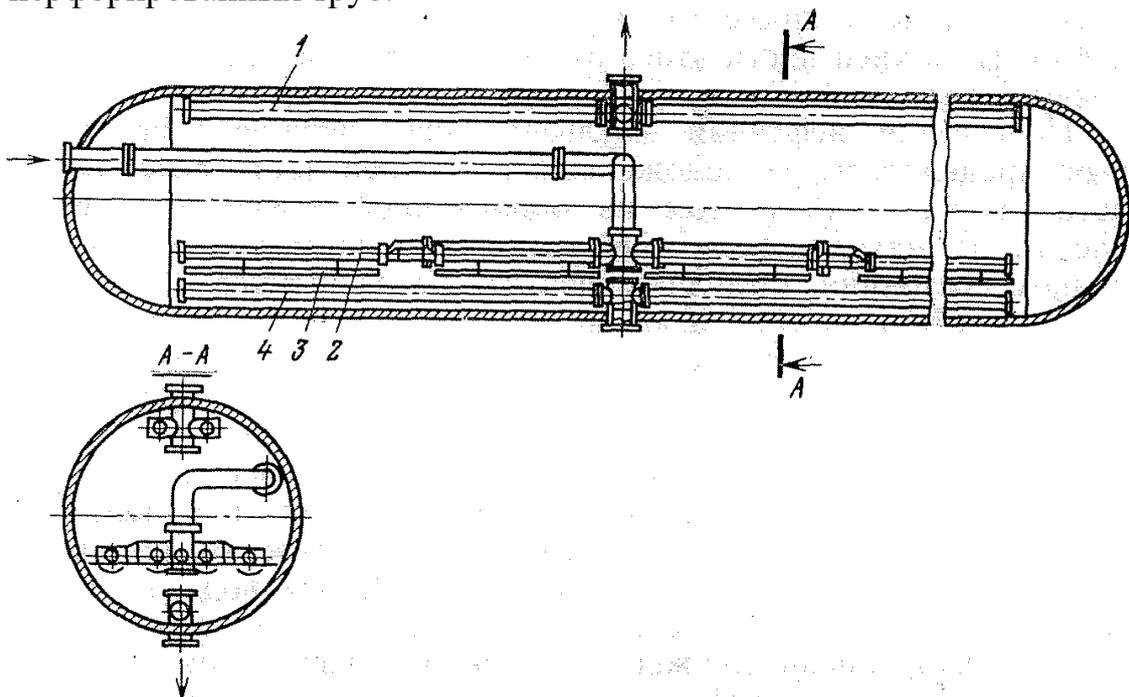


Рисунок.5.2 - Отстойник ОВД – 200

Распределитель эмульсии состоит из двух гребенок (двухсторонних) с четырьмя трубами в ряду. По нижним образующим труб распределителя расположены отверстия, под которыми установлены У-образные отбойные устройства 3. Такое расположение отверстий предотвращает процесс накопления грязи и механических примесей в трубах и способствует равномерному отводу выделяющейся воды. Отбойные устройства предназначены для гашения кинетической энергии струй вытекающей эмульсии, равномерного распределения их по сечению аппарата и предотвращения перемешивания нижележащих слоев воды.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и на эффекте промывки эмульсии как в слое дренажной воды, так и в промежуточном слое высококонцентрированной эмульсии. Эти слои выполняют роль своеобразного коалесцирующего фильтра.

Техническая характеристика отстойника ОВД-200 приведена в табл.5.3.

Таблица 5.3 - Техническая характеристика отстойника ОВД-200

Параметры	Значение
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Пропускная способность по сырью, м ³ /сут	4000-8000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	до 100
Обводненность нефти, % на входе на выходе	до 30 0,2-0,5
Вязкость эмульсии, Мпа*с не более	100
Масса, кг	34950

Отстойник ОБН – 300/6 (рис.5.3.) представляет собой горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм. Он оснащен распределителем эмульсии 3, сборниками нефти 1 и воды 5, а также соответствующими штуцерами для ввода эмульсии 4, вывода нефти 2 и воды 6. Особенность отстойника - применение распределителя эмульсии и сборника нефти в виде перфорированных барабанов, расположенных соответственно вдоль и поперек оси цилиндрической емкости. Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое при относительно горизонтальном движении и разделении эмульсии на нефть и воду. Техническая характеристика отстойника ОБН-3000/6 приведена ниже (табл. 5.4).

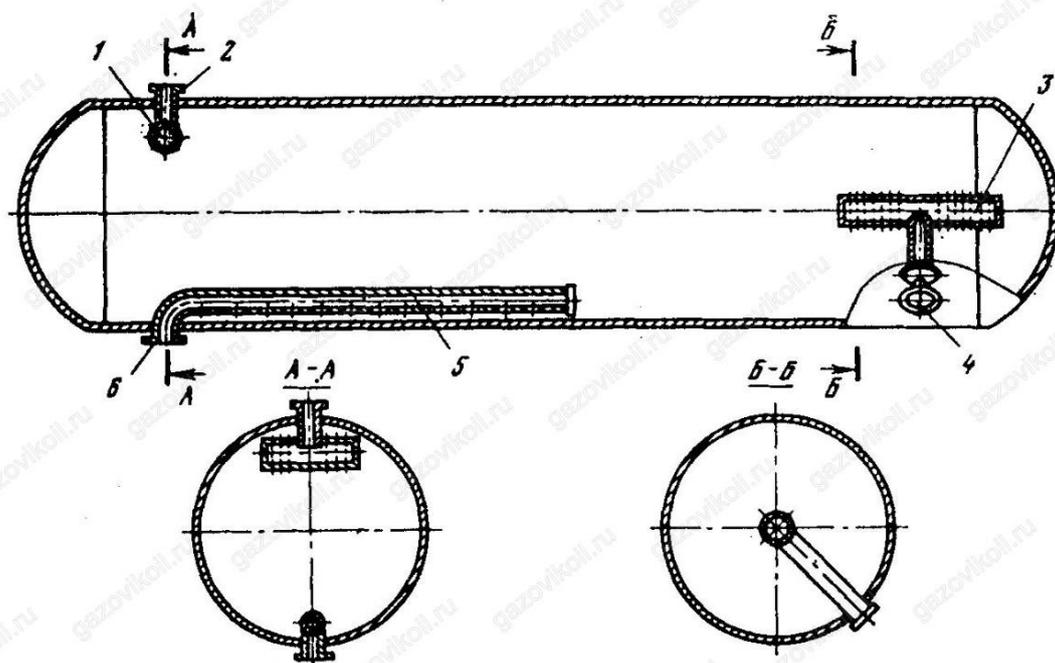


Рисунок.5.3 - Отстойник ОБН – 300/6.

Таблица 5.4 - Техническая характеристика отстойника ОБН-3000/6

Параметры	Значение
Рабочая среда	нефть, газ, пластовая вода
Пропускная способность	4000-8000
Рабочее давление, МПа	0,6
Температура среды, °С	до 100
Температура окружающей среды, °С, не более	-55 - +55
Обводненность нефти, % / на входе на выходе	30 / 0,5
Вместимость аппарата, м ³	200
Вязкость эмульсии, Мпа*с не более	100
Масса, кг	3400

Методические указания к расчету:

1. Определяем объём отстойника:

$$V_{om} = \frac{\pi D_B^2}{4} * L, \text{ м}^3 \quad (5.1)$$

где D_b^2 - внутренний диаметр отстойника, м;
 π - 3,14;
 L - длина отстойника, м.

2. Рассчитываем необходимое количество аппаратов:

$$n = \frac{G_v t}{V_{от}}, \text{ ап} \quad (5.2)$$

где t - время отстоя, час;
 G_v - производительность установки, м³/ч;
 $V_{от}$ - объём отстойника, м³.

3. При параллельном соединении аппаратов скорость выходящего потока определяется по формуле:

$$U_n = \frac{4 G_v}{3600 \pi D_b^2 n}, \text{ м/сек} \quad (5.3)$$

где n - число отстойников, ап.

4. Скорость осаждения капель эмульсии при гравитационном отстое определяем по формуле:

$$U_k = \frac{d^{2*}(p_e - p_n)g}{18\mu_n}, \text{ м/сек} \quad (5.4)$$

где d - диаметр капель воды в эмульсии, м;
 p_e - плотность воды, кг/м³
 p_n - плотность нефти, кг/м³;
 μ_n - динамическая вязкость нефти, Па*с.

Сравнить скорости осаждения капель воды и скорости выходящего потока, сделать вывод о состоянии отстоя. Для обеспечения отстоя должно выполняться условие: $U_n < U_k$.

Механический расчет отстойника:

5. Рассчитываем давление в аппарате:

$$P = P_1 + P_2, \text{ МПа} \quad (5.5)$$

где P_1 - рабочее давление в отстойнике, Мпа;
 P_2 - гидростатическое давление столба эмульсии в отстойнике, Мпа;

$$5.1. \quad P_2 = p_{эм} g D_e * 10^{-6}, \text{ Мпа} \quad (5.6)$$

где $p_{эм}$ - плотность эмульсии, кг/м³;
 D_e - внутренний диаметр отстойника, м;
 g - 9,8 м/сек².

$$5.2. \quad p_{эм} = n_e p_e + (1 - n_e) p_n, \text{ кг/м}^3; \quad (5.7)$$

где n_6 - обводненность продукции.

Если отношение $P_2/P_1 < 6\%$ в расчёте не учитывается P_2 . т.к. данный аппарат относится к сосудам 2 группы, 1 класса по рабочим условиям: P_1 1Мпа; $T = 100^0$ С, то допустимые напряжения определяются по формуле:

$$5.3. \quad d_{don} = \eta[d^*], \text{ Мпа} \quad (5.8)$$

где η - поправочный коэффициент, принимаем $\eta = 0,9$;
 d^* - предельно допустимые напряжения, Мпа, принимаем $[d^*] = 142$.

6. Определяем толщину стенки обечайки корпуса:

$$S_k = \frac{P \cdot D_6}{2^\varphi d_{don} + P} + C, \text{ м} \quad (5.9)$$

где P - расчетное давление в отстойнике, МПа;
 D_6 - внутренний диаметр отстойника, м;
 φ - коэффициент запаса прочности сварного шва, принимаем $\varphi = 1$;
 d_{don} - допустимые напряжения, МПа
 C - запас на коррозию, принимаем $C = 0,004$ м.

Так как отстойник горизонтального типа, толщина стенки и днища равны:

$$S_d = S_k$$

Контрольные вопросы:

1. Для каких целей применяют отстойники?
2. Назовите виды отстойников.
3. От каких величин зависит расчетное число аппаратов?
4. Какое должно выполняться условие для достижения отстоя?
5. В чем заключается механический расчет отстойника?
6. Какова пропускная способность отстойников различных видов?
7. Какие силы используются в отстойниках?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

РАСЧЕТ ГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ

Цель:

1. Изучить типы и конструкцию, газовых сепараторов;
2. Научиться рассчитывать пропускную способность газового сепаратора при различных режимах движения газа.

Формируемые компетенции: ПК 2.3. Обеспечивать проведение технологического процесса транспорта, хранения и распределения

газонефтепродуктов.

Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект по плану:
 - а) типы газовых сепараторов;
 - б) схема, конструкция и принцип работы газового сепаратора;
 - в) виды насадок газовых сепараторов.
3. Произвести расчёт газового сепаратора при различных движениях газа. Исходные данные см. таблицу 6.1.
4. Вывод по работе.

Таблица 6.1 - Исходные данные

№ п/п	Параметры	Варианты					
		1	2	3	4	5	6
1.	Диаметр капелек нефти, d , мм	0,05	0,06	0,07	0,055	0,045	0,065
2.	Плотность нефти, ρ_n , кг/м ³	765	750	740	720	730	760
3.	Плотность газа, ρ_g , кг/м ³	51	66	49	55	60	50
4.	Температура в сепараторе, T , °К	283	282	281	280	284	282
5.	Рабочее давление, P_c , МПа	5,5	5,6	6,1	5,7	5,8	5,4
6.	Динамическая вязкость газа, $\mu_r \cdot 10^{-6}$, Па*с	1148	1150	1156	1165	1180	1196
7.	Коэффициент сверхсжимаемости газа в условиях сепарации Z_c	0,8	0,75	0,85	0,9	0,85	0,95
8.	Диаметр сепаратора, D , м	1,0	4,2	1,3	1,1	1,3	1,2
9.	Допустимая скорость газа, U м/с	0,08	0,09	0,1	0,12	0,12	0,14
10.	Тип сепаратора	Вертикальный гравитационный сепаратор		Горизонтальный гравитационный сепаратор		Гидроциклонный сепаратор	

Общие теоретические сведения:

Для очистки природного газа от жидкой влаги, конденсата и частиц породы применяют различные сепараторы, которые можно подразделить по принципу работы на следующие типы:

1. Сепараторы, в которых главная роль при отделении примесей принадлежит силе тяжести – гравитационные сепараторы.
2. Сепараторы, основанные на использовании сил инерции.
3. Сепараторы, в которых используются силы прилипания (насадочные).
4. Сепараторы смешанного типа, в которых для отделения одновременно используются и силы инерции, и силы тяжести и силы адгезии.

Наряду с механическими способами отделения применяют гидравлические способы очистки газа, в которых частицы отделяются пропусканием газа через различные масла.

Наибольший интерес представляют комбинированные способы основанные на различных принципах работы аппаратов так как в них может быть достигнута высокая степень очистки 97% и более.

В гравитационных сепараторах для осаждения частиц используются только силы тяжести. Это приводит к тому, что размеры аппаратов получаются очень большими, а поэтому требуется очень значительный расход металла. В связи с этим гравитационные сепараторы практически не выпускаются.

Из инерционных сепараторов чаще применяют такие сепараторы, принцип действия которых основан на использовании центробежных сил. Широкое применение получили **циклонные газовые сепараторы** с разрывом выходной трубы (рис.6.1.). Газовый поток вводится в аппарат тангенциально. В месте разрыва выходной трубы жидкость под действием центробежных сил, приданных потоку в винтовой камере, отбрасывается к стенкам и по кольцевому пространству стекает вниз. Благодаря оригинальности конструкции циклонные сепараторы имеют большую пропускную способность при небольших габаритах (например, сепаратор диаметром 200 мм при давлении 16 МПа обеспечивает подготовку до 2 млн. м³/сут газа) и высокую эффективность сепарации (92 – 98% в зависимости от величины капель жидкости).

Вертикальный жалюзийный сепаратор (рис.6.2.) работает следующим образом. Газожидкостная смесь, поступающая в тангенциальный патрубок 2, направляется в секцию первичной сепарации 1, где происходит отделение основной массы жидкости от газа под действием инерционных сил. Жидкость стекает по сливной трубке 7, а газ по центральной трубе из секции первичной сепарации 1 попадает в жалюзийную секцию 5, где окончательно отделяется от капельной жидкости. Газ в жалюзийной секции очищается за счет сил инерции, турбулентных пульсаций газа и сил адгезии.

В последнее время стали широко использовать сетчатые насадки, выполненные из металлической и полимерной сетки с различными плетением и размерами петель. Эти насадки характеризуются высоким качеством разделения капельной жидкости и газа, широким диапазоном эффективной работы, небольшими потерями давления и относительно высокими рабочими скоростями. Степень очистки газа от жидкости в таких сепараторах не менее 99 %.

Основным показателем эффективности газового сепаратора является коэффициент сепарации K_c , показывающий отношение массы капельной жидкости, вынесенной потоком газа за пределы сепаратора (в газопровод) G_y , к массе капельной жидкости G_o , находящийся в газовой фазе до каплеуловительной секции, т.е.:

$$K_c = \frac{G_o - G_y}{G_o} = 1 - \frac{G_y}{G_o}$$

Коэффициент сепарации зависит от следующих основных факторов:

1. содержания твердой или жидкой фазы во входящем потоке;
2. физических свойств разделяющихся фаз;
3. скорости движения газа в разделительной и отбойной секциях сепаратора;
4. от конструктивных особенностей и характера действующих сил в сепараторе.

Опыт эксплуатации сепараторов различного типа показывает, что коэффициент сепарации может меняться от 0,75 до 0,98.

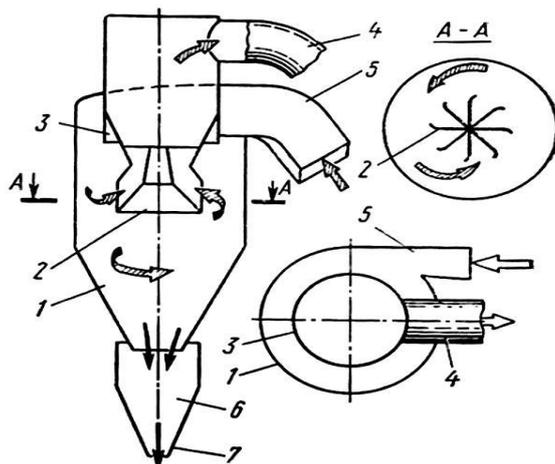


Рисунок. 6.1 - Циклонный сепаратор с разрывом выходной трубы
1 корпус; 2 выходная труба; 3 винтовая камера; 4 сливной патрубков;
5 уравнивательная трубка $d = 25 - 38$ мм.

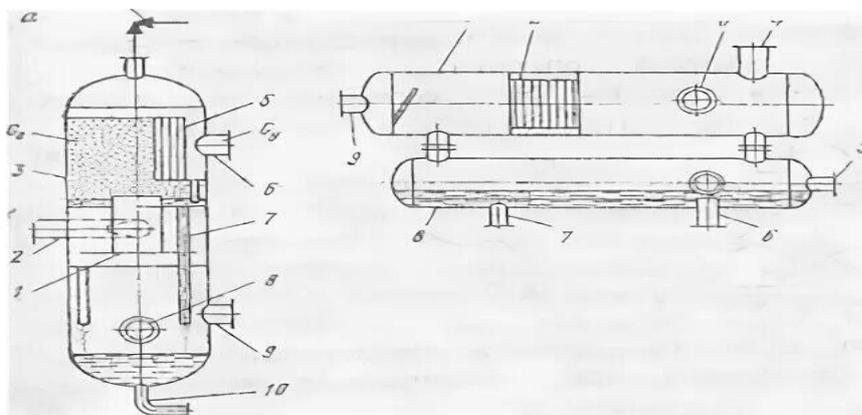


Рисунок 6.2 - Жалюзийные сепараторы для природного газа

а) вертикальный; 1 секция первичной сепарации; 2 входной патрубков; 3 корпус сепаратора; 4 предохранительный клапан; 5 жалюзийная насадка; 6 выходной патрубков; 7, 10 дренажные трубы; 8 МОК; 9 патрубков отвода жидкости;

б) горизонтальный; 1 сепарационная емкость; 2 жалюзийная насадка; 3 люк; 4 патрубков выхода газа; 5 патрубков для конденсатоотводчика; 6 патрубков для слива жидкости; 7 дренаж; 8 емкость для сбора жидкости; 9 патрубков ввода газа.

Методические указания к выполнению расчета:

При расчетах сепараторов принимаются следующие допущения:

- частица (твердая или жидкая) имеет форму шара
- движение газа в сепараторе установившееся, т.е. такое, когда скорость газа в любой точке сепаратора независимо от времени остается постоянной, но по абсолютному значению может быть разной
- движение частички принимается свободным, т.е. на нее не оказывают влияние другие частицы
- скорость оседания частицы постоянная, это тот случай, когда сила сопротивления газовой среды становится равной массе частицы

В основу расчета сепаратора гравитационного типа закладывается такой принцип, чтобы выбранная скорость осаждения частиц заданного размера была больше допустимой скорости газа в сепараторе

1. Пропускная способность вертикального гравитационного сепаратора определяется по формуле:

$$G_{\Gamma} = 67858 * D^2 * U_{\Gamma} * \frac{P * T_0}{P_0 * T * z}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (6.2)$$

- где G_{Γ} - пропускная способность сепаратора по газу, $\text{м}^3/\text{сут.}$;
 P_0 - давление при нормальных условиях, Па;
 T_0 - нормальная температура, $^{\circ}\text{K}$;
 z - коэффициент сжимаемости газа
 U_{Γ} - допустимая скорость газа, м/с;
 D - диаметр сепаратора, м.

2. Пропускная способность гравитационного сепаратора горизонтального типа определяется по формуле:

$$G_{\Gamma} = 67858 * n^2 * U_{\Gamma} * \frac{P * T_0}{P_0 * T * z}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (6.3)$$

$$n = L/D \quad (6.4)$$

- где n - коэффициент, представляющий собой отношение длины сепаратора к его диаметру;
 L - длина сепаратора, м;
 D - диаметр сепаратора, м;
 U_{Γ} - допустимая скорость газа, м/с;
 P_0 - давление при нормальных условиях, Па;
 T_0 - нормальная температура, $^{\circ}\text{K}$;
 z - коэффициент сжимаемости газа;

3. Расчет гидроциклонного сепаратора сводится к определению его диаметра:

$$D = 0,0216 * 4 \sqrt{\frac{v^2 * P_2 * z * P}{(P_1 - P_2) * P_{\text{ср}} * T_{\text{ср}}}}, \text{ м} \quad (6.5)$$

- где V - дебит скважин при стандартных условиях, тыс. м³/сут.;
- P_1 и P_2 - потери давления в циклоне, Па;
- T и T_{cp} - соответственно абсолютная (273 К) и стандартная (293К) температура в циклоне;
- z - коэффициент сжимаемости газа;

Порядок расчета:

1. Произвести сравнительный анализ пропускной способности сепаратора при различных значениях Re .

1.1. Режим движения газа при $Re = 1$ подчиняется формуле Стокса:

$$U_1 = \frac{d^2 * (\rho_n - \rho_r) * g}{18 \mu_r}, \text{ м/с} \quad (6.6)$$

- где ρ_n и ρ_r - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³;
- d - диаметр капелек нефти, м;
- μ_r - динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па*с.;
- g - ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,81$; следовательно:

$$G_1 = 67858 * D^2 * U_1 * \frac{P * T_0}{P_0 * T * z}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (6.7)$$

- где D - диаметр сепаратора, м;
- U_1 - скорость движения газа, м/с
- g - ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,81$;
- T и T_0 - соответственно абсолютная и нормальная температура, К, $T_0 = 273\text{К}$;
- P и P_0 - соответственно рабочее и нормальное давление в сепараторе, МПа;
- z - коэффициент сжимаемости газа;

1.2. Режим движения газа при $1 < R < 500$ описывается формулой Алена:

$$U_2 = \frac{0,153 * d (\rho_n - \rho_r) * g}{\frac{\mu_r}{P_r} * P_r}, \text{ м/с} \quad (6.8)$$

соответственно:

$$G_2 = \frac{G_1 * U_2}{U_1}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (6.9)$$

- где d - диаметр капелек нефти, м;
- ρ_n и ρ_r - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³;
- g - ускорение свободного падения, м/с², $g = 9,81$;
- μ_r - динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па*с.
- G_1 и G_2 - соответственно пропускная способность сепаратора при различных режимах движения газа, м/с;
- U_1 и U_2 - соответственно скорость осаждения капелек газа при различных режимах движения газа, м/с;

1.3. Режим движения газа при $Re > 500$ описывается формулой Ньютона – Ретингера:

$$U_3 = 1,75 \sqrt{\frac{d \cdot (P_H - P_T) \cdot g}{P_T}}, \text{ м/с} \quad (6.10)$$

следовательно:

$$G_3 = \frac{G_1 \cdot U_3}{U_1}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.11)$$

2. Пропускная способность насадочных сепараторов определяется величиной, характеризующейся критической скоростью набегания газа на насадку, при которой не происходит срыва и дробления капель жидкости, осевшей в насадке.

Критическая скорость газа, характеризующая это явление, определяется по формуле:

$$U_{кр} = A \cdot \sqrt{\frac{\delta \cdot (P_H - P_T) \cdot g^2}{P_T^2}}, \text{ м/с} \quad (6.12)$$

- где A - параметр, величина которого зависит от типа применяемой насадки и планируемого коэффициента уноса капельной жидкости и изменяется от 0,4 до 1,0. В данном случае принимаем $A = 0,65$ для проволочной сетки;
- δ - поверхностное натяжение на границе раздела газа и жидкости, принимаем $\delta = 2,04 \cdot 10^{-3}$ Н/м.

Гравитационный сепаратор горизонтального типа

3. Определяем пропускную способность по формуле (6.2.):

Гидроциклонный сепаратор

4. Определяем диаметр гидроциклонного сепаратора по формуле (5.4.):

Контрольные вопросы:

1. Типы газовых сепараторов.
2. Отличия газовых сепараторов от нефтяных.
3. Какие типы насадок существуют? Какие из них нашли широкое применение?
4. На чем основан принцип работы гравитационных и циклонных сепараторов?
5. Рассказать принцип работы вертикального жалюзийного сепаратора.
6. Рассказать принцип работы гидроциклонного сепаратора.
7. В чем заключается расчет газовых сепараторов различных типов?
8. Какое условие необходимо выполнять для эффективной работы газового сепаратора?
9. Какова степень очистки газа в сепараторах с различными насадками?

ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак А. А. Нефтегазопромысловое дело: введение в специальность: учебное пособие – Ростов н/Д: Феникс, 2017. – 350 с.
2. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник – Ростов н/Д: Феникс, 2021. – 540, [1] с.
3. Коршак А. А. Компрессорные станции магистральных газопроводов: учебное пособие – Ростов н/Д: Феникс, 2021. – 157, [1] с.
4. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. - М.: Альянс, 2019. - 288 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА.....	3
ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ.....	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1.....	5
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2.....	8
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3.....	11
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4.....	14
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5.....	24
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6.....	30
ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	37

ОП.11 ОСНОВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**
специальность 21.02.03 Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов
и газонефтехранилищ

**Методические указания к выполнению практических занятий
для обучающихся 3 курса очной формы обучения
образовательных организаций
среднего профессионального образования**

Методические указания
разработал преподаватель: Соломанова Валида Абдулзабитовна

Подписано к печати *10.11.2022 г.*

Формат 60x84/16

Тираж

Объем **2,4** п.л.

Заказ

1 экз.

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ
(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,
г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.