

**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**

**МДК 01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,  
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**  
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

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

**Нижневартовск, 2024**

**РАССМОТРЕНО**

На заседании ПЦК «ЭиБ»  
Протокол № 01 от 12.01.2024  
Председатель Скобелева И.Е.

**УТВЕРЖДЕНО**

Председателем методического совета  
НефтИн (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»  
Хайбулина Р.И.  
« 24 » января 2024

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения образовательных организаций среднего профессионального образования по МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (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) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденного приказом Министерства образования и науки №482 от 12.05.2014 г.

2. Рабочей программой профессионального модуля ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете НефтИн (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» протокол №3 от 31.08.2023 года.

Разработчик:

Пилипчук Альбина Даниловна, преподаватель высшей квалификационной категории Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Скобелева И.Е., преподаватель высшей квалификационной категории Нефтяного института (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Сафина Е.М., ведущий инженер ООО «РусНефтеГазПроект».

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

**Цель методических указаний:** закрепление полученных теоретических знаний, приобретение расчетных навыков, а также навыков самостоятельной работы с графиками, схемами, таблицами.

Методические указания к выполнению практических занятий для обучающихся 3 курса очной и заочной форм обучения по темам «Системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа» и «Измерение количества нефти, газа и воды по скважинам» междисциплинарного курса МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений разработаны и составлены в соответствии с Федеральным государственным образовательным стандартом (ФГОС) по специальности среднего профессионального обучения (далее – СПО) 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утв. приказом Министерства образования и науки №482 от 12 мая 2014 г.

В результате выполнения практических занятий обучающийся должен уметь обосновывать выбранные способы эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, контролировать и поддерживать оптимальные режимы работы и эксплуатации скважин.

В часть методических указаний вошло 3 практических занятия.

Междисциплинарный курс МДК 01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений относится к профессиональному модулю ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений учебного плана и построен с учетом системности, научности, доступности и преемственности; способствует развитию коммуникативной компетенции специалистов.

Результатом освоения МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений является овладение обучающимися видом профессиональной деятельности **Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**, в том числе профессиональными (ПК) и общими (ОК) компетенциями:

Код	Наименование результата обучения
ПК 1.1.	Контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений.
ПК 1.2.	Контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки и эксплуатации скважин.
ПК 1.3.	Предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях.
ПК 1.4.	Проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин.
ПК 1.5.	Принимать меры по охране окружающей среды и недр.
ОК 1.	Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес.
ОК 2.	Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3.	Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.
ОК 4.	Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.
ОК 5.	Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.
ОК 6.	Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями.
ОК 7.	Брать на себя ответственность за работу членов команды, за результат выполнения заданий.
ОК 8.	Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации.
ОК 9.	Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности.

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями в ходе освоения профессионального модуля обучающийся **должен**

**иметь практический опыт:**

- контролировать и соблюдать основные показатели разработки месторождений;
- контролировать и поддерживать оптимальные режимы разработки месторождений и эксплуатации скважин;
- предотвращать и ликвидировать последствия аварийных ситуаций на нефтяных и газовых месторождениях;
- проводить диагностику, текущий и капитальный ремонт скважин;
- принимать меры по охране окружающей среды и недр от техногенного воздействия производства.

**уметь:**

- обрабатывать геологическую информацию о месторождении;
- обосновывать выбранные способы разработки нефтяных и газовых месторождений;
- проводить анализ процесса разработки месторождений;
- проводить исследования нефтяных и газовых скважин и пластов;
- использовать результаты исследования скважин и пластов;
- разрабатывать геолого-технические мероприятия по поддержанию и восстановлению работоспособности скважин;
- готовить скважину к эксплуатации;
- устанавливать технологический режим работы скважины и вести за ним контроль.

**знать:**

- геофизические методы контроля технического состояния скважины;
- требования рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений;

- технологию сбора и подготовки скважинной продукции;
- нормы отбора нефти и газа из скважин и пластов;
- методы воздействия на пласт и призабойную зону;
- способы добычи нефти.

### Критерии оценивания практических занятий:

Оценка	Описание оценок
5	<b>Отлично- «5»</b> - содержание материала освоено полностью, без пробелов, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения большинства из них оценено числом баллов, близким к максимальному.
4	<b>Хорошо-«4»</b> - содержание материала освоено полностью, без пробелов, некоторые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы недостаточно, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения ни одного из них не оценено минимальным числом баллов, некоторые виды заданий выполнены с ошибками.
3	<b>Удовлетворительно-«3»</b> - содержание материала освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом в основном сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий выполнено, некоторые из выполненных заданий, содержат ошибки.
2	<b>Неудовлетворительно- «2»</b> - содержание материала освоено частично, необходимые практические навыки работы не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, либо качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному; при дополнительной самостоятельной работе над материалом курса возможно повышение качества выполнения учебных заданий.

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

№ п/п	Наименование	Кол-во часов	Профессиональные компетенции
1	2	3	4
1.	<b>Практическое занятие №17.</b> Изучение унифицированной, герметизированной системы сбора нефти.	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК2
2.	<b>Практическое занятие №18.</b> Изучение конструктивных особенностей и принципа работы групповых замерных установок типа «Спутник»	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК2, ОК3
3.	<b>Практическое занятие №19.</b> Расчёт сепарации нефти в вертикальном гравитационном сепараторе	4	ПК1.1, ПК1.2, ОК1, ОК4
<b>ВСЕГО:</b>		<b>12</b>	

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №17

### ИЗУЧЕНИЕ УНИФИЦИРОВАННОЙ, ГЕРМЕТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ СБОРА НЕФТИ.

#### **Цель работы:**

1. Изучить унифицированную, герметизированную систему сбора нефти.
2. Произвести технологический расчет.

#### **Порядок работы:**

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Составить опорный конспект, зарисовать схемы.
3. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции:** ОК1, ОК2; ПК1.1, ПК1.2.

#### **Краткие теоретические сведения:**

Технологическая модель современной системы сбора промышленной продукции, транспорта и подготовки нефти и воды состоит из девяти элементов, которые представлены на рис.1.

*Элемент 1.* Участок от устья добывающих скважин до групповых замерных установок (ГЗУ), здесь продукция скважин в виде трехфазной смеси (нефть, газ, вода) по отдельным трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции.

*Элемент 2.* Включает участок от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды.

*Элемент 3.* ДНС — газосборная сеть (ГСС). В этом элементе нефтяной газ из булитов (емкостей), являющихся первой ступенью сепарации, отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации.

*Элемент 4.* ДНС — УКПН. Данный элемент включает участок от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН). В некоторых нефтяных регионах такой узел называют «центральный пункт сбора продукции (ЦПС)».

*Элемент 5.* ДНС — установка предварительного сброса воды (УПСВ). Часто данный элемент бывает совмещенным с одновременным отделением газа первой ступени сепарации; затем вода проходит доочистку до нужного качества.

*Элемент 6.* УПСВ – КНС. Отделившаяся вода необходимого качества и количества из емкостей УПСВ (отстойные аппараты) силовыми насосами подается на кустовую насосную станцию (КНС) для нагнетания в пласт.

*Элемент 7.* УКПН – установка подготовки воды. Этот элемент также является совмещенным, т.к. одна из ступеней используется для отделения и очистки водной фазы, а вторая – для разделения и разрушения эмульсии

промежуточного слоя, которая накапливается в резервуарах товарного парка.

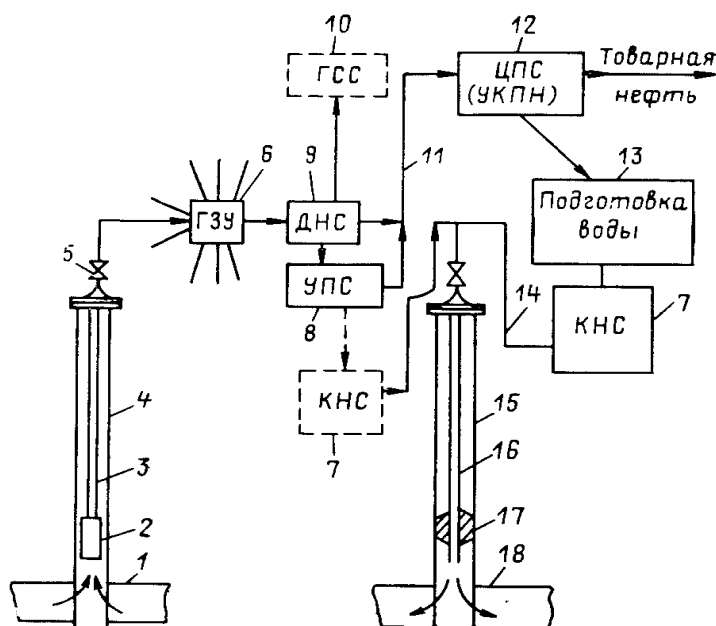


Рисунок 17.1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле  
 1-продуктивный пласт; 2-насос; 3-НКТ; 4-обсадная колонна;  
 5- устье добывающей скважины; 6-ГЗУ; 7-КНС; 8-УПСВ; 9-ДНС;  
 10-газосборная сеть; 11-нефтесборный коллектор; 12-УКПН;  
 13-узел подготовки воды; 14-нагнетательный трубопровод;  
 15-обсадная колонна нагнетательной

*Элемент 8.* Установка подготовки воды – КНС. Вся водная фаза ( как сточная вода) с узла подготовки воды по отдельному трубопроводу транспортируется в этом элементе до кустовой насосной станции.

*Элемент 9.* КНС – нагнетательная скважина (пласт). На этом участке очищенная от мехпримесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт.

На основании обобщения передового опыта эксплуатации и научных исследований в отрасли разработаны унифицированные технологические схемы по сбору и подготовке нефти, газа и воды.

В основу этих схем положено совмещение в системе герметизированного нефтегазосбора процессов транспорта и подготовки продукции скважин для ее последующего разделения в специальном оборудовании при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке нефти, газа и воды на центральных нефтесборных пунктах (ЦНП). Это дает возможность автоматизировать промысловые объекты с наименьшими капитальными вложениями.

Существует несколько вариантов унифицированных технологических схем. Например:

1. I ступень сепарации размещается на площадке ДНС, осуществляется предварительное обезвоживание нефти при давлении I ступени сепара-

ции. Качество сбрасываемой пластовой воды должно удовлетворять требованиям к ее закачке в трещиновато-пористые коллекторы как наиболее распространенные.

2. На месторождении размещается сепарационная установка без сброса воды.

Нефть совместно с выделившимся из нее газом в нормальных условиях не может транспортироваться на большие расстояния, т.к. объем выделившегося газа в несколько десятков раз превышает объем жидкости и для совместного их транспорта необходимо было бы сооружать трубопроводы большого диаметра, что очень дорого. Поэтому на нефтяных месторождениях совместный сбор и транспорт нефти и нефтяного газа осуществляют только на экономически целесообразные расстояния (табл. 17.1), а затем нефть и выделившийся из нее газ транспортируют отдельно. Для этого предварительно разделяют нефтегазовый (нефтеводогазовый) поток на два - нефтяной (водонефтяной) и газовый.

Нефть, прошедшая установки подготовки, называется товарной.

Нефти различных месторождений отличаются по химическому составу и товарным свойствам. Из некоторых нефтей можно получить без дополнительной обработки высокооктановый бензин; другие, например, мангышлакская, содержат в большом количестве парафины, являющиеся ценным химическим сырьем.

Таблица 17.1 - Допустимая протяженность однострубногo транспорта в зависимости от рельефа трасс трубопроводов и вязкости продукции, км

Объем продукции, тыс. т/год	Давление в начале трубопровода, Мпа	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вязкость продукции скважин (нефть, газ, вода), м <sup>2</sup> /с								
			10 <sup>-5</sup>			8 * 10 <sup>-5</sup>			2 * 10 <sup>-4</sup>		
			Относительная сумма подъемов трассы трубопровода, м/км								
			15	30	40	15	30	40	15	30	40
100	1,5	0,255	21,6	11,8	8,3	20,0	11,5	8,2	17,3	10,3	7,3
300		0,357	21,0	11,6	8,2	19,4	11,3	8,0	18,0	10,6	7,4
1000		0,509	19,7	11,3	8,1	17,9	10,8	7,8	16,3	10,0	7,2
100	2,0	0,255	36,7	19,6	14,6	34,0	19,0	14,3	29,1	17,0	12,5
300		0,357	35,7	19,4	14,5	33,3	18,7	14,1	30,0	17,4	12,7
1000		0,509	33,7	18,9	14,2	30,6	18,0	13,7	27,8	16,7	12,4
100	3,0	0,255	70,0	38,1	33,8	63,8	37,4	32,0	54,6	31,7	25,0
300		0,357	66,3	37,9	33,5	64,8	37,0	32,3	56,4	32,6	25,6
1000		0,509	65,5	37,2	32,2	60,0	35,6	31,5	53,5	31,5	25

Схема переработки нефти на заводе зависит от качества нефти. Например, при переработке сернистых нефтей в состав завода включаются установки по очистке продукции от серы, при переработке парафинистых нефтей – установки депарафинизации.

Но вводить отдельную перекачку нефтей в зависимости от их сортов



нерационально, т.к. это усложнит нефтепромысловое хозяйство, увеличит размеры резервуарного парка, приведет к созданию сложной системы нефтепроводов. Поэтому на практике нефти смешиваются в районах добычи и направляются на переработку в виде смеси. По магистральному трубопроводу в пределах определенного региона перекачивается типовая нефть. Смешиваются нефти после их исследования. Иначе может произойти обесценивание получаемой продукции. Например, если смешать сернистую и малосернистую нефти, то не удастся получить малосернистый кокс и т.д. От особенностей химического состава нефтей зависит направление их переработки: нефти, содержащие больше светлых фракций и меньше серы, перерабатываются по топливной схеме (производство моторных, реактивных и дизельных топлив), а нефтесмесь, типа усть-балыкской, содержащая больше масляных фракций – по топливно-масляной схеме.

**Контрольные вопросы:**

1. Охарактеризуйте схему сбора.
2. От чего зависит протяженность однетрубного транспорта?
3. Опишите назначение элементов сбора и подготовки.

## **ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №18**

### **ИЗУЧЕНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПРИНЦИПА РАБОТЫ ГРУППОВЫХ ЗАМЕРНЫХ УСТАНОВОК ТИПА «СПУТНИК»**

**Цель работы:**

1. Изучить назначение, конструкцию, принципа работы БАЗУ типа «Спутник А» и «Спутник Б».
2. Освоить профессиональные и общие компетенции (ПК и ОК)

**Порядок работы:**

1. Изучить общие теоретические сведения.
2. Составить конспект по плану:
  - а) назначение БАЗУ;
  - б) техническая характеристика БАЗУ по вариантам:  
I вариант – ЗУ типа «Спутник А»;  
II вариант – ЗУ типа «Спутник Б»;
  - в) схема ЗУ;
  - г) принцип работы.
3. Сделать вывод по работе.
4. Ответить на контрольные вопросы.

**Формируемые компетенции:** ОК2, ОК3; ПК1.1, ПК1.2.

**Краткие теоретические сведения:**

Блочные автоматизированные замерные установки предназначены для автоматического измерения дебита скважин при однетрубной системе сбо-

ра нефти и газа, для контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пульта блокировки скважин или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций.

На нефтяных месторождениях наиболее распространены блочные автоматизированные групповые замерные установки «Спутник А» и «Спутник Б».

#### **Блочная установка типа «Спутник А»**

Спутник А – базовая конструкция серии блочных автоматизированных замерных установок. Существуют три модификации этих установок: «Спутник А – 16 – 14 – 400», «Спутник АМ – 40 – 14 – 400».

В указанных цифрах первая цифра обозначает рабочее давление, на которое рассчитана установка; вторая – число подключенных к ней скважин и третья – наибольший дебит измеряемой скважины (м<sup>3</sup>/сут).

Установки типа «Спутник А» рекомендуется применять в системах внутрипромыслового сбора продукции скважин, не содержащей сероводорода и других агрессивных компонентов. Установки состоят из двух закрытых обогреваемых блоков: замерно-переключающего и щитового.

Исполнение блоков позволяет эксплуатировать их при температуре окружающей среды от – 55 до + 55 °С и относительной влажности воздуха до 80 %.

Техническая характеристика установок типов «Спутник А» и «Спутник АМ» приведены в табл. 18.1.

Таблица 18.1 – Техническая характеристика установок типов «Спутник А» и «Спутник АМ»

<b>Показатели</b>	<b>А – 16 – 14 – 400</b>	<b>АМ – 25 – 10 - 1500</b>	<b>АМ – 40 – 14 – 400</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Число подключаемых скважин	14	10	14
Рабочее давление, МПа, не более	16	2,5	4
Диапазон измерения расхода жидкости, м <sup>3</sup> /сут	10 – 400	10 – 1500	10 – 400
Общая пропускная способность установки, м <sup>3</sup> /сут: по жидкости	4000	10000	4000
по газу	200000	200000	200000
Погрешность измерения, %	± 2	± 2,5	± 2,5
Суммарная установленная мощность электроприемников, кВт, не более	4	4	4
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220	380/220	380/220
Температура воздуха в замерно-переключающем блоке и щитовом помещении, °С	5 – 50	5 – 50	5 – 50
Габаритные размеры , мм: замерно-переключающего блока:			
длина	6400	8350	6350
ширина	3200	3200	3200
высота	2780	2710	2650

1	2	3	4
щитового помещения			
длина	3080	3080	3080
ширина	2200	2180	2180
высота	2680	2430	2430
Масса, кг:			
замерно-переключающего блока:	8000	10000	7100
щитового помещения	1600	1600	1600

Установка работает следующим образом (рис. 18.1).

Продукция скважин по выкидным линиям I, последовательно проходя через обратный клапан 1 и задвижку 2, поступает переключатель скважин типа ПСМ 4, после которого по общему коллектору II через поршневой отсекающий клапан КПП-1 8 направляется в сборный коллектор IV системы сбора.

В переключателе ПСМ продукция одной из скважин через замерный отвод III с поршневым отсекающим клапаном 7 направляется в двухъемкостной замерный гидроциклонный сепаратор 9, где происходит отделение газа от жидкости. Газ по патрубку V проходит через заслонку 11 регулятора уровня 10 и по трубопроводу VI поступает в общий сборный коллектор IV, где смешивается с замеренной жидкостью и с общим потоком продукции остальных скважин.

Отделившаяся в верхней емкости сепаратора жидкость поступает в нижнюю емкость и накапливается в ней. По мере повышения уровня нефти поплавков регулятора уровня поднимается и по достижении верхнего заданного уровня действует на заслонку 11 на газовой линии, перекрывая ее. Давление в сепараторе повышается, и жидкость из сепаратора начинает вытесняться через счетчик ТОР – 1 12. При достижении жидкостью нижнего уровня поплавков открывает газовую линию, давление в сепараторе падает, и начинается новый цикл накопления жидкости в нижней емкости.

Регулятор уровня в гидроциклонном сепараторе обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик с постоянными скоростями, что позволяет проходить измерение количества продукции скважин с малыми погрешностями и широким диапазоне измерения дебитов. Во время слива жидкость проходит через счетчик ТОР – 1 12 и направляется в сборный коллектор IV.

Переключение скважин на замер осуществляется блоком управления периодически. Длительность замера определяется установкой реле времени. При срабатывании реле времени включается электродвигатель 6 гидропривода ГП – 1 5 и в системе повышается давление. Привод 3 переключателя ПСМ под воздействием давления гидропривода ГП – 1 5 перемещает поворотный патрубок переключателя, и на замер подключается следующая скважина.

Продолжительность замера устанавливается в зависимости от конкретных условий – дебита скважин, газового фактора, пульсации потока,

способов добычи, состояния разработки месторождения и т.д.

При раздельном сборе безводной и обводненной нефтей скважины по очереди подключаются к переключателю ПСМ.

Например, продукция скважин, подающих безводную нефть, направляется в обводную линию и далее в коллектор безводной нефти, а продукция скважин, подающих обводненную нефть, поступает в переключатель скважин ПСМ. Дебит каждой из этих скважин измеряется как было описано выше.

Переключение скважин с обводненной линии на переключатель скважин ПСМ и обратно осуществляется вручную.

Установки типа «Спутник А» оснащаются приборами контроля, управления и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с установкой (манометром ОБМ, электроконтактным манометром ВЭ -16, регулятором расхода, турбинным счетчиком ТОР – 1, регулятором уровня, соленоидным клапаном КСП – 4, поршневым разгруженным клапаном КНР – 1, гидравлическим приводом ГП – 1, блоком управления и индикации БУИ – 14.

Комплекс приборов обеспечивает:

- автоматическое измерение дебита скважин;
- контроль за работой скважин по наличию подачи жидкости;
- автоматическую блокировку скважин при отклонении давления в общем коллекторе от нормального, или по команде с диспетчерского пульта.

В установках типа «Спутник А» турбинный счетчик одновременно служит сигнализатором периодического контроля за подачей скважин.

При отсутствии подачи скважины, поставленной на замер, блок местной автоматики выдает аварийный сигнал в систему телемеханики.

Аварийная блокировка всех скважин осуществляется автоматически при помощи клапанов – отсекателей 7 и 8 в случае повышения или понижения давления в коллекторе IV (например, при запарафинивании или прорыве). При этом на диспетчерский пульт подается аварийный сигнал.

Установка позволяет измерить дебит нефти со следующими характеристиками:

Вязкость нефти, мПа *с, не более	80
Массовая доля воды в нефти, не более	0,95
Массовая доля парафина, не более	0,07
Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/м <sup>2</sup> *ч)	Не допускается

### **Блочная установка типа «Спутник Б – 40 – 14 – 400»**

Блочная установка типа «Спутник Б – 40 – 14 – 400» предназначена для автоматического измерения количества нефти и газа, осуществление контроля за работой скважин по подаче жидкости, раздельного сбора обводненной и необводненной нефти, подачи реагента в поток и блокировки скважин при аварийном состоянии или по команде с диспетчерского пульта.

та.

Рекомендуется применять в системах внутрипромыслового сбора продукции скважин, не содержащих сероводород и прочие агрессивные компоненты.

Состоит из двух закрытых обогреваемых блоков: замерно-переключающего и блока управления.

Оба блока смонтированы в утепленных помещениях на специальных рамных основаниях, обеспечивающих удобную транспортировку установки.

В замерно-переключающем блоке размещается многоходовой переключатель скважин ПСМ – 4, гидравлический привод ГП – 1, поршневые отсекающие клапаны КПР – 1, устройство для измерения дебита нефти типа «Импульс» с гидроциклонным сепаратором, регулятор давления и турбинный расходомер ТОР – 1, газовый счетчик «Агат», датчик влагомера УВН – 1, дозирующий насос НД – 0,5Р10 для подачи реагента.

В блоке управления размещаются блок местной автоматики и индикации, силовой блок, устройство, фиксирующее количество газа, жидкости и чистой нефти, устройство, регистрирующее на перфоленте номер групповой установки и номер скважины, время измерения, суммарные данные измерений, состояние объекта, измерительный блок влагомера, электронный блок и блок питания счетчика нефти, регистратор счетчика газа, блок телемеханики.

Установка рассчитана на работу при температуре окружающей среды от – 55 до + 55 °С и относительной влажности воздуха до 80 %.

Техническая характеристика «Спутника Б – 40 – 14 – 400» приведена в табл. 18.2.

Таблица 18.2 – Техническая характеристика «Спутника Б – 40 – 14 – 400»

Показатели	Б – 40 – 14 – 400
Число подключаемых скважин	14
Рабочее давление, МПа	4
Пределы измерения по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	5 – 400
Пределы измерения по газу, м <sup>3</sup> /сут	до 500
Относительная погрешность измерения, % по водонефтяной смеси	+ 2,5
по нефти	+ 4
по газу	+ 6
Пропускная способность установки, м <sup>3</sup> /сут	4000
Суммарная установленная мощность электроприемников, Вт, не более	10
Напряжение электрических цепей электроприемников, В	380/220
Температура воздуха в замерно-переключающем блоке и щитовом помещении, °С	5 - 50
Габаритные размеры, мм: замерно-переключающего блока:	8350×3200×2710
блока управления	3100×2200×2500

Показатели	Б – 40 – 14 – 400
Масса, кг: замерно-переключающего блока: щитового помещения	10000 2000

Установка работает следующим образом (рис. 18.2).

Продукция скважин по выкидным линиям 1, последовательно проходя через обратный клапан 4, задвижку 2, поступает в переключатель скважин 3. В переключателе продукция одной скважины через замерный патрубок и поршневой отсекающий клапан КПП – 1 5 направляется в замерный сепаратор 7 устройства «Импульс», где газ отделяется от жидкости. Продукция остальных скважин, пройдя через поршневой отсекающий клапан КПП – 1 б, поступает в сборный коллектор II.

Выделившийся в сепараторе 7 газ проходит через датчик 12 расходомера «Агат 1 П», заслонку 11 и далее поступает в сборный коллектор, где смешивается с общим потоком.

Жидкость направляется в нижнюю полость сепарационной емкости и за счет избыточного давления, поддерживаемого заслонкой 11, продавливается через турбинный счетчик нефти 8, регулятор расхода 9 и датчик влагомера 10 в сборный коллектор.

Регулятор расхода 9 и заслонка 11, соединенная тягами с осью поплавка, обеспечивает циклическое прохождение жидкости через счетчик 8 с постоянными скоростями, что позволяет измерять дебит скважин в широком диапазоне с малыми погрешностями.

При раздельном сборе безводной и обводненной нефтей скважины поочередно подключаются к ПСМ. В этом случае продукция скважин, подающих безводную нефть, направляется в обводненную линию 1 и далее в коллектор безводной нефти III, а продукция скважин, подающих обводненную нефть, поступает в переключатель скважин ПСМ и затем в коллектор обводненной нефти II. Дебит каждой из этих скважин измеряется описанным выше способом. Переключение скважин с обводненной линии на переключатель скважин ПСМ и обратно осуществляется вручную.

На установке предусмотрена возможность подачи химвеществ в коллектор обводненной нефти. Для этой цели в замерно-переключающем блоке смонтирован дозировочный насос типа НД – 0,5Р 10/100 с блоком для реагента 13.

Установка «Спутник Б» оснащена приборами контроля, управления и автоматического регулирования, поставляемыми комплектно с установкой – манометром ОБМ, электроконтактным манометром ВЭ – 16 руб, регуляторами уровня и расхода, счетчиком нефти турбинным ТОР – 1, счетчиком газа турбинным АГАТ – III, влагомером УВН – 2 МС, гидравлическим приводом ГП – 1, соленоидным клапаном КСП – 4, поршневым разгруженным клапаном КПП – 1, блоком управления и индикации БУИ.

Комплекс приборов обеспечивает:

- автоматическое измерение количества жидкости, нефти и газа;

- контроль за работой скважин по подаче жидкости;
- раздельный сбор обводненной и необводненной нефти;
- автоматическую блокировку скважин и установки при отклонении давления в общем коллекторе от нормального, или по команде с диспетчерского пульта.

При отклонении давления в сборном коллекторе от допускаемого отсекающие клапаны 5 и 6 по команде с БУИ перекрывают замерную и рабочую линии. При этом обесточивается пилотный клапан КСП – 4 гидропривода и отсекающие клапаны под действием пружин перекрывают сечения указанных коллекторов. При срабатывании отсекателей в выкидных линиях скважин повышается давление, и скважины останавливаются: фонтанные – отсекателями, установленными на выкидной линии, механизированные – за счет отключения электропривода.

Системой автоматизации установки предусмотрена аварийная сигнализация на диспетчерский пульт (ДП) при блокировке групповой установки, отсутствии подачи скважины, отключении электроэнергии и неисправностях в системе измерения скважин. Кроме того, на ДП передаются результаты измерения дебита отдельных скважин. Связь с ДП осуществляется телемеханическим каналом при помощи соответствующей аппаратуры телемеханики, размещенной на ДП и групповой установке.

Установка позволяет измерять нефть со следующими характеристиками:

Вязкость нефти, мПа *с, не более	80
Массовая доля воды в нефти, не более	0,6
Массовая доля парафина, не более	0,07
Содержание сероводорода и агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию свыше 0,3 г/м <sup>2</sup> *ч)	Не допускается

### **Контрольные вопросы:**

1. С какой целью проводится замер продукции?
2. Назначение БАЗУ «Спутник», их типы?
3. Классификация АГЗУ.
4. В чем отличие установок «Спутник» типа А и Б?
5. Принцип работы АГЗУ?
6. Для чего предназначен гидроциклонный сепаратор?
7. Что такое ПСМ, для чего он предназначен?
8. Какими приборами производится замер расхода газа и жидкости?
9. Какими приборами проводится замер расхода жидкости?
10. С каким рабочим давлением работают установки типа «Спутник»?
11. Количество подключаемых на замер скважин?
12. Расшифровать: АМ-40-14-400; АМ-25-10-1500; Б-40-14-400.
13. Какие характеристики должна иметь нефть, отправляемая на замер?

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 19

### РАСЧЁТ СЕПАРАЦИИ НЕФТИ В ВЕРТИКАЛЬНОМ ГРАВИТАЦИОННОМ СЕПАРАТОРЕ

#### Цель работы:

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.
3. Овладеть профессиональными компетенциями (ПК) и общими (ОК):

#### Порядок работы:

1. Изучить общие теоретические сведения о сепарации:
  - а) определение сепарации;
  - б) аппараты, применяемые для сепарации;
  - в) определение эффективности сепарации.
2. Нарисовать схему сепаратора (по вариантам), указать позиции на схеме, пояснить их.
  - I вариант: сепаратор с предварительным отбором газа (рис. 19.1);
  - II вариант: сепаратор трехфазный (рис. 19.2);
  - III вариант: сепаратор концевой (рис. 19.3);
  - IV вариант: сепаратор гидроциклонный (рис. 19.4).
3. Описать назначение и принцип работы сепаратора, его технические характеристики.
4. Произвести расчет нефтегазового сепаратора на пропускную способность по газу и жидкости. Исходные данные см. таблицу 19.1.
5. Сделать вывод по работе.

**Формируемые компетенции:** ОК4; ПК1.1, ПК1.2.

#### Краткие теоретические сведения:

Процесс отделения газа от нефти называется **сепарацией**. Аппарат, в котором происходит отделение газа от жидкой продукции скважин, называют **нефтегазовым сепаратором (НГС)**.

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 концевых сепараторах или в резервуарах под атмосферным давлением.

Работа сепаратора любого типа, устанавливаемого на месторождениях, 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.

### Сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС

На первой ступени сепарации эффективным оказался двухфазный сепаратор с предварительным отбором газа типа УБС (рис. 19.1). 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.

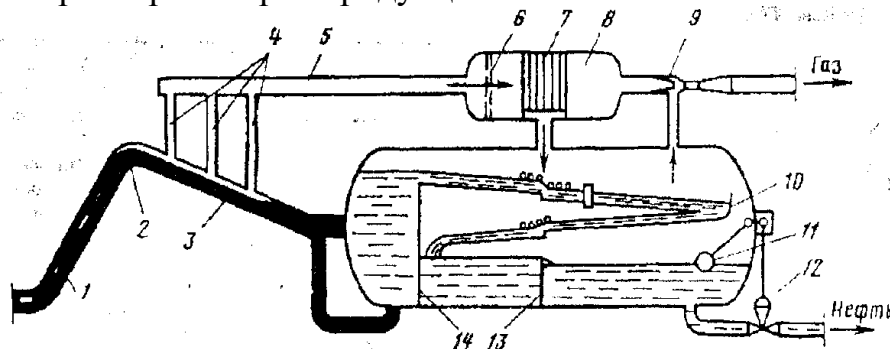


Рисунок 19.1 – Схема сепаратора с предварительным отбором газа типа УБС

1, 3 – наклонные трубопроводы депульсатора; 2 – горизонтальный трубопровод; 4 – газотводные 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.

На входе в сепаратор (в конце сборного коллектора) установлен депульсатор 5 и выделен каплеуловитель 8. В депульсаторе происходит расслоение структуры газожидкостной смеси, отбор газа и уменьшаются пульсации расхода и давления. Газожидкостная смесь из сборного коллектора подводится по наклонному 1 ( $30 - 40^\circ$ ), горизонтальному 2 (длиной 2 – 3 м) и наклонному 3 ( $10 - 15^\circ$ ) длиной 15 – 20 м трубопроводу. Из трубопровода 3 в верхней части (выше уровня жидкости в сепараторе) проводится отбор газа по газотводным трубкам 4 в газосборный коллектор депульсатора 5, подводящий газ в выносной каплеуловитель (каплеотбойник) 8, в котором устанавливается выравнивающий поток газа перфорирован-

ная 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.

Блочные сепарационные установки типа УБС выпускаются на пропускную способность по жидкости 1500 – 16000 м<sup>3</sup>/сут при газовом факторе 120 м<sup>3</sup>/т и рабочем давлении 0,6 и 1,6 МПа.

Нефти средней ( $3 \cdot 10^{-3}$  Па) 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

Пластовая вода, добываемая вместе с нефтью, может находиться в потоке в виде отдельной фазы или в виде, как правило, стойкой эмульсии в зависимости от степени перемешивания.

Для отделения нефти и газа в том и в другом случае применяют так называемые трехфазные сепараторы (рис. 19.2) или установки с предварительным сбросом воды УПСВ. Эти сепараторы работают, как правило, под давлением 0,6 МПа и устанавливаются или на БДНС, обеспечивая транспортирование выделившегося газа из нефти до ГПЗ под собственным давлением, или на УПН. Они предназначены для сброса пластовой воды, сепарации газа от нефти, а также для разделения потока продукции перед подачей ее на УПН. Особенностью таких аппаратов является использование в одной емкости двух отсеков: сепарационного 3 и отстойного, сообщающихся между собой через каплеобразователь.

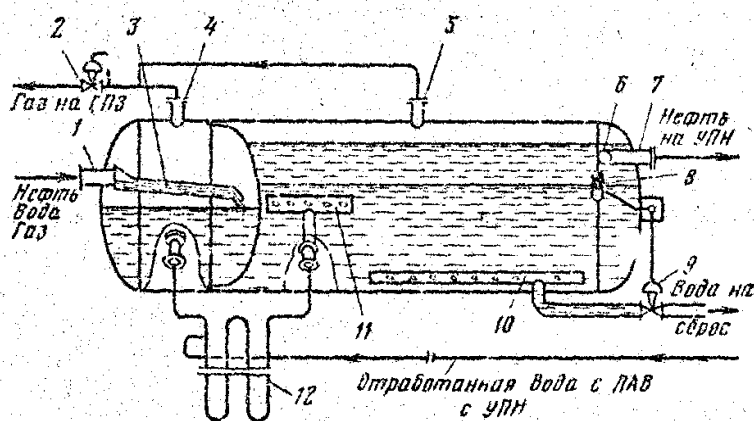


Рисунок 19.2 – Сепаратор трехфазный

Сепаратор работает следующим образом. Смесь нефти, воды и газа по патрубку 1 поступает в сепарационный отсек 3, в котором поддерживается, как и в отстойном отсеке, постоянное давление с помощью регулятора давления «до себя» 2. Отсепарированный газ подается на ГПЗ, а смесь нефти и воды с небольшим количеством газа из сепарированного отсека 3

по каплеобразователю 12 перетекает в отстойный отсек, где нефть отделяется от воды и газа. Нефть по верхнему патрубку 7 отводится на УПН, вода через исполнительный механизм 9, работающий за счет датчика регулятора уровня поплавкового типа 8, сбрасывается из корпуса сепаратора в резервуар-отстойник или под собственным давлением транспортируется на БКНС. Если в трехфазный сепаратор поступает нефть в виде стойкой эмульсии, то в каплеобразователь 12 подводится с УПН горячая отработанная вода, содержащая ПАВ для интенсификации разрушения этой эмульсии. Сброс отделившейся воды от нефти осуществляется через исполнительный механизм 9 и сборник воды 10 (4,5 – клапаны).

В корпусе сепаратора имеется дырчатый распределитель эмульсии 11 и дырчатый сборник нефти 6, предназначенные соответственно для равномерного распределения эмульсии по всему сечению аппарата и сбора нефти.

### Сепараторы концевые

Конечная ступень сепарации должна обеспечивать 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.

Сепаратор работает следующим образом (рис. 19.3).

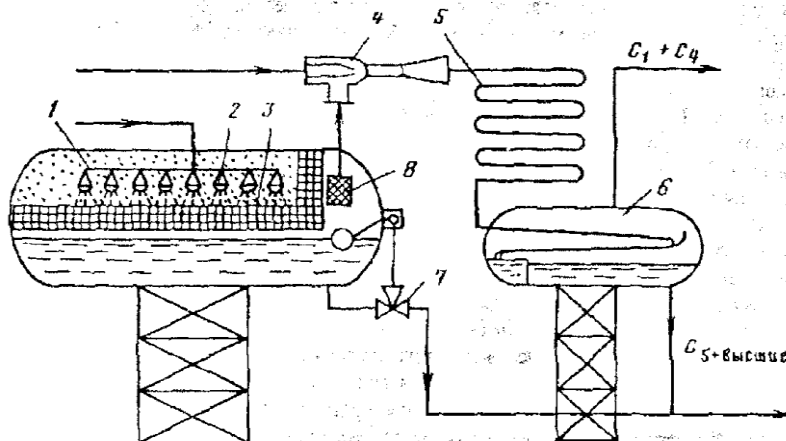


Рисунок 19.3 – Схема концевого сепаратора

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

Нефть из УПН, как правило, поступает с высокой температурой (40 - 60°). 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 каплеулови-

тельную 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 (0,1 МПа; 0°С) жидкостями, выделяются из газа и переходят в товарную нефть, а легкие углеводороды, являющиеся при нормальных условиях газами, составляют товарный газ. Отвод нефти из сепаратора 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.

### 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.

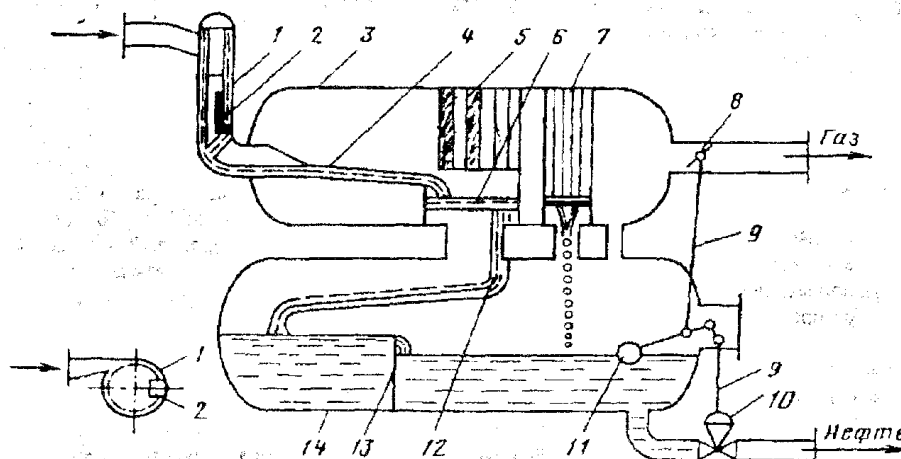


Рисунок 19.4 – Схема циклонного двухемкостного сепаратора

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

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 (рис. 19.4). 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 отдельно. Выделившийся газ освобождается от капелек нефти в уголкового каплеуловителе 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.

Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная 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:

Исходные данные приведены в таблице 19.1

Таблица 19.1 – Исходные данные для расчета

Параметры	Варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление в сепараторе Р, МПа	2,2	2,6	2,5	2,8	2,4	2,0	2,7	2,6	1,8	1,9
Температура в сепараторе Т, °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 $\rho_n$ , кг/ м <sup>3</sup>	800	820	830	840	85	860	870	860	850	840
Плотность газа в норм. условиях, $\rho_0$ , кг/ м <sup>3</sup>	1,0	1,1	1,2	1,15	1,21	1,25	1,05	1,11	1,13	1,18
Динамическая вязкость газа в условиях сепаратора $\mu_{\Gamma}$ , (Па·с)·10 <sup>-3</sup>	0,012	0,014	0,013	0,013	0,014	0,011	0,011	0,014	0,011	0,011
Диаметр капелек нефти, $d_n$ , 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, Р <sub>оп</sub>	2Р									
Допустимое напряжение стали на разрыв, G, МПа	200	186	186	200	200	200	150	150	146	146
Коэффициент прочности шва, $\phi$	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, С, м	0,002		0,003	0,002				0,003		

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

$$u_{\text{ч}} = \frac{d_{\text{н}}^2 \cdot (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g}{18\mu_{\text{г}}}, \text{ м/с} \quad (19.1)$$

где  $d_{\text{н}}$  – расчетный диаметр частицы (капельки нефти), м;  
 $\rho_{\text{н}}$  и  $\rho_{\text{г}}$  – соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м<sup>3</sup>;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>,  $g = 9,81$ ;  
 $\mu_{\text{г}}$  – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па·с.

2. Плотность газа в условиях сепаратора определяем по формуле:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \frac{P}{P_0} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{1}{Z}, \text{ кг/м}^3 \quad (19.2)$$

где  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  
 $P$  и  $P_0$  – соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление; Па,  $P_0 = 1,013 \cdot 10^5$  Па;  
 $T$  и  $T_0$  – абсолютная температура в сепараторе, и абсолютная нормальная температура ( $T_0 = 273$  К);  
 $Z$  – коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

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

$$u_{\text{г}} = \frac{u_{\text{ч}}}{1,2}, \text{ м/с} \quad (19.3)$$

где  $u_{\text{ч}}$  – скорость осаждения частицы, м/с.

4. Суточная производительность сепаратора по газу:

$$V_{\text{г}} = \frac{86400 \cdot u_{\text{г}} \cdot 0,785 \cdot D^2 \cdot P \cdot T_0}{Z \cdot P_0 \cdot T}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (19.4)$$

где  $D$  – диаметр сепаратора, м;  
 $u_{\text{г}}$  – скорость подъема газа, м/с;  
 $P$  и  $P_0$  – соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление; Па,  $P_0 = 1,033 \cdot 10^5$  Па;  
 $T$  и  $T_0$  – абсолютная температура в сепараторе, и абсолютная нормальная температура ( $T_0 = 273$  К);  
 $Z$  – коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

5. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора:

$$\delta_{\text{к}} = \frac{P_{\text{он}} \cdot D}{2 \cdot G \cdot \phi + P_{\text{он}}} + C, \text{ м} \quad (19.5)$$

6. Определяем толщину днища:

$$\delta_{\partial} = \frac{P_{оп} \cdot R}{2 \cdot G \cdot \phi + P} + C, \text{ м} \quad (19.6)$$

где  $P_{оп}$  – давление опрессовки, МПа;  
 $D$  – наружный диаметр сепаратора, м;  
 $G$  – допустимое напряжение стали на разрыв, МПа;  
 $\phi$  – коэффициент прочности сварного шва;  
 $C$  – прибавка к расчетной толщине для компенсации коррозии, м;  
 $R$  – радиус сферы днища, м.

**Пример расчета:**

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

$$u_{ч} = \frac{(25 \cdot 10^{-6})^2 \cdot (795 - 16,2) \cdot 9,81}{18 \cdot 0,012 \cdot 10^{-3}} = 0,022 \text{ м/с} \quad (19.1)$$

2. Плотность газа в условиях сепаратора определяем по формуле:

$$\rho_2 = 1,07 \frac{1,6}{0,1} * \frac{273}{293} * \frac{1}{0,96} = 16,2 \text{ кг/м}^3 \quad (19.2)$$

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

$$v_2 = \frac{0,022}{1,2} = 0,018 \text{ м/с} \quad (19.3)$$

4. Суточная производительность сепаратора по газу:

$$V_2 = \frac{86400 \cdot 0,018 \cdot 0,785 \cdot 0,9^2 \cdot 2,2 \cdot 10^6 \cdot 273}{1 \cdot 1,033 \cdot 10^5 \cdot 273} = 21060 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (19.4)$$

5. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора:

$$\delta_{\kappa} = \frac{2 \cdot 2,7 \cdot 0,9}{2 \cdot 185 \cdot 0,85 + 2 \cdot 2,7} + 0,002 = 0,017 \text{ м} \quad (19.5)$$

6. Определяем толщину днища:

$$\delta_{\partial} = \frac{2 \cdot 2,7 \cdot 3,6}{2 \cdot 185 \cdot 0,85 + 2,7} + 0,002 = 0,06 \text{ м} \quad (19.6)$$

**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?

## **ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ**

1. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (МДК01.02) учеб пособие. – изд. 2-е; /Б.В. Покрепин. – Ростов н/Д: Феникс, 2020. – 605с.: ил. (Среднее профессиональное образование).
2. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. Учебник для вузов - М.: Альянс, 2019. - 288 с.
3. Серeda Н. Г. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов - М.: Альянс, 2019. - 256 с.
4. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. - М.: Альянс, 2019. - 312 с.
5. Технология добычи нефти и газа. учебник. / Элияшевский И.В. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Альянс, 2022. – 304 с., ил. (Среднее профессиональное образование).

## **СОДЕРЖАНИЕ**

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ .....</b>	<b>5</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №17.....</b>	<b>6</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №18.....</b>	<b>9</b>
<b>ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №19.....</b>	<b>16</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМЫХ УЧЕБНЫХ ИЗДАНИЙ, ИН-ТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ.....</b>	<b>24</b>



**МДК 01.02 ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,  
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**  
специальность 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

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

Методические указания  
разработал преподаватель: Пилипчук Альбина Даниловна

Подписано к печати **24.01.2024 г.**

Формат 60x84/16

Тираж

Объем **1,5** 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.