

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Кожедеров Александр Игоревич
Должность: Директор филиала ИнДИ (филиал) ФГБОУ ВО "ЮГУ"
Дата подписания: 16.07.2026 23:55:14
Уникальный программный ключ: 7f4522f81a862743c2711b37d9dd0f6adf40c4c8

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

Автоматизация технологических процессов нефтедобычи

Направление подготовки (специальности): 21.03.01 *Нефтегазовое дело*

Профиль: *Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти (ИнДИ)*

Форма обучения
Очно-заочная

Квалификация выпускника
Бакалавр

2026 год набора

Виды работ	Объём занятий по семестрам, час										Итого
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Самостоятельная работа									74		74
Дистанционные лекции									12		12
Дистанционные практические занятия									22		22
Форма контроля									Зачёты		-
Итого:									108		108
з.е.									3		3

Ханты-Мансийск, 2026 год
(город)

Предисловие

1. Программа разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2012 г. № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации», федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (ФГОС ВО) по направлению подготовки (специальности) *21.03.01 Нефтегазовое дело* утвержденного № 96 от 09.02.2018 года.

2. Разработчик(и):

Кандидат наук

ученая степень, ученое звание
(при наличии)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

3. Согласовано:

Руководитель
образовательной
программы по
направлению подготовки
21.03.01 Нефтегазовое
дело

(подпись)

Г. В. Газя

(И. О. Фамилия)

4. Утверждаю:

Руководитель
структурного
подразделения
Индустриальный институт
(г. Нефтеюганск)

(подпись)

А. П. Янукян

(И. О. Фамилия)

Документ подписан простой электронной подписью в
электронной информационно образовательной среде
ЕIpos 2.0 ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Идентификатор документа: 96540



Подписант



Янукян Арам Погосович

Дата подписания

18.05.2026 10:25:18



Газя Геннадий Владимирович

18.05.2026 15:41:14

1 Цель освоения дисциплины

Целью освоения дисциплины является формирование показателей субъектной профессиональной компетентности в области автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами нефтегазовой отрасли, в основу которых положены характеристики актуальной и потенциальной деятельности будущего выпускника.

2 Место дисциплины в структуре ОПОП

Дисциплина относится к части, формируемой участниками образовательных отношений блока Б1 учебного плана, модуля «Дисциплины (модули) по выбору 2 (ДВ.2)».

3 Формируемые компетенции обучающегося

Планируемые результаты освоения ОПОП (компетенции), достижение которых обеспечивает дисциплина		Планируемые результаты (соотнесенные с установленными индикаторами достижения компетенции)
код компетенции	наименование компетенции	
ПК-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства	ПК-1.1 3-1: Цепочку технологических операций в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции". Понятие технологического режима работы скважины. Способы добычи нефти. Конструкцию скважин. Конфигурацию ствола скважины. Технологию бурения скважин. Технологии ремонта скважин. ПК-1.2 3-1: Требования нормативных правовых актов Российской Федерации, локальных нормативных актов, распорядительных документов и технической документации в области добычи углеводородного сырья ПК-1.4 3-1: Структуру, взаимодействие средств автоматизированной системы управления технологическим процессом, телемеханики, систем автоматического управления оборудования по добыче углеводородного сырья, способы управление ими ПК-1.1 У-1: Рассчитывать и выбирать конструкцию скважины, обсадные и бурильные колонны, долота.

		Анализировать технологические показатели работы скважины. Обслуживать замерные установки. проводить расчеты технологических процессов в системе "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 У-1: Читать технологические схемы, чертежи и техническую документацию специального назначения ПК-1.4 У-1: Использовать схемы автоматизации технологических процессов, анализировать результаты проверок приборов, оценивать качество автоматизации технологических процессов; Планировать проведение работ по автоматизации процессов по добыче углеводородного сырья ПК-1.1 В-1: Матрицей принятия решений при выборе рациональных типов оборудования для строительства и ремонта скважин в конкретных геолого-технических условиях. Практическим опытом снятия и анализа фактических параметров системы "пласт - скважина - погружное насосное оборудование - система сбора и подготовки продукции" ПК-1.2 В-1: Навыками составления технической документации специального назначения ПК-1.4 В-1: Навыками построения схем автоматизации технологических процессов, навыками выбора приборов для автоматизации технологических процессов, опытом проведения контроля показаний измерительных приборов
ПК-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического	ПК-2.1 З-1: Назначение, устройство и принцип действия оборудования по добыче углеводородного сырья

	оборудования в соответствии нефтегазового производства	ПК-2.3 З-1: Передовые энергосберегающие технологии при эксплуатации оборудования по добыче углеводородного сырья ПК-2.4 З-1: Назначение, правила эксплуатации и ремонта нефтегазопромыслового оборудования; причины и виды отказов и методы обеспечения надежности машин и оборудования при эксплуатации. Принципы организации и технологии ремонтных работ, методы монтажа, регулировки и наладки оборудования ПК-2.1 У-1: Разрабатывать мероприятия, направленные на повышение эффективности работы оборудования скважин ПК-2.2 У-1: Рассчитывать параметры режима бурения скважин, технические параметры буровых машин и установок по заданным технологическим требованиям; рассчитывать параметры при проведение технологических операций при ремонте скважин ПК-2.3 У-1: Подбирать подходящие конфигурации эксплуатационного оборудования скважины; разрабатывать и планировать внедрение нового оборудования ПК-2.4 У-1: Составлять график ППР, ДО и технического обслуживания нефтегазопромыслового оборудования; планировать и контролировать работы по устранению (предотвращению) вредного влияния осложняющих факторов при эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования ПК-2.1 В-1: Навыками анализа технических параметров оборудования по добыче углеводородного сырья
--	---	---

4 Структура и содержание дисциплины

Общая трудоемкость дисциплины составляет 3 зачетных единицы, 108 часов.

№ п/п	Тема	Трудоемкость по видам учебной работы, час					Код компетенции	Оценочные средства
		Занятия лекционного типа	Практические занятия	Лабораторные занятия	Консультации	Самостоятельная работа		
1	Введение. Автоматизированные системы управления производством	1	2			8	ПК-1; ПК-2.	Тест.
2	Функциональные подсистемы АСУ	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Тест; Практическое задание.
3	Основы автоматического регулирования и средства автоматизации	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Тест; Практическое задание.
4	Автоматизация управления процессом бурения	2	4			10	ПК-1; ПК-2.	Тест.
5	Автоматизация добычи и промышленного сбора нефти и газа	2	4			12	ПК-1; ПК-2.	Тест.
6	Автоматизация объектов поддержания пластовых давлений	2	2			12	ПК-1; ПК-2.	Тест; Практическое задание.
7	Экономическая оценка эффективности АСУ	1	2			8	ПК-1; ПК-2.	Тест.
Итого		12	22			74	—	

5 Образовательные технологии, используемые при различных видах учебной работы

№ темы	Образовательная технология
1-7	Дистанционные технологии

6 Методические материалы по освоению дисциплины

Электронная информационно - образовательная среда представлена личным кабинетом, расположенным по ссылке <https://itport.ugrasu.ru>, электронной библиотечной системой <https://lib.ugrasu.ru>, электронным каталогом Научной библиотеки ЮГУ <https://irbis.ugrasu.ru> и системой дистанционного обучения.

Методические материалы для обучающихся представлены в электронном виде в системе Moodle по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>.

Методические материалы для обучающихся из числа инвалидов и лиц с ОВЗ предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

6.1 Методические указания к занятиям лекционного типа

Написание конспекта лекций: кратко, схематично, последовательно фиксировать основные положения, выводы, формулировки, обобщения; помечать важные мысли, выделять ключевые слова, термины. Проверка терминов, понятий с помощью энциклопедий, словарей, справочников с выписыванием толкований в тетрадь. Обозначить вопросы, термины, материал, который вызывает трудности, пометить и попытаться найти ответ в рекомендуемой литературе. Если самостоятельно не удастся разобраться в материале, необходимо сформулировать вопрос и задать его научно-педагогическому работнику на консультации, на практическом занятии.

6.2 Методические указания к практическим занятиям

Целью практических занятий является закрепление теоретических знаний и приобретение практических умений и навыков. Методические рекомендации по каждой практической работе имеют теоретическую часть, подготовленную отдельно, или указание на источник, необходимый для подготовки к соответствующему практическому занятию, с необходимыми для выполнения работы формулами, пояснениями, таблицами и графиками; алгоритм выполнения заданий. Практические задания сочетаются с теоретическими знаниями. Проведению практического занятия как правило предшествует самостоятельная работа обучающегося.

6.3 Методические указания к самостоятельной работе

В рамках самостоятельной работы обучающийся знакомится с рабочей программой, особое внимание должно уделяться целям и задачам, структуре и содержанию дисциплины. Анализируется конспект лекций, ведется подготовка ответов к контрольным вопросам, просматривается рекомендуемая литература, используются аудио-видеозаписи по заданной теме, решаются расчетно-графические задания, задачи по алгоритму и др.

7 Оценочные материалы для текущего контроля успеваемости, промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины, учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся.

Текущий контроль успеваемости обеспечивает оценивание хода освоения дисциплин (модулей). Для осуществления процедуры текущего контроля успеваемости обучающихся НПП создаются оценочные материалы (фонды оценочных средств), позволяющие оценить достижение запланированных результатов обучения и уровень сформированности компетенций.

Промежуточная аттестация обучающихся производится в дискретные временные интервалы НПП, обеспечивающими реализацию дисциплины в форме: зачёты.

Учебно-методическое обеспечение самостоятельной работы обучающихся предполагает предоставление студентам методических рекомендаций по изучению

дисциплины, учитывающих особенности ее построения, освоения, преподавания и представлено как электронный учебно-методический комплект документов по дисциплине, размещено в системе управления обучением «Moodle» (сайт Университета по ссылке <http://eluniver.ugrasu.ru>) и/или в других системах управления обучением электронной информационно-образовательной среды Университета.

Обучение и контроль обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья при необходимости осуществляется с использованием специальных методов обучения и дидактических материалов, составленных с учетом особенностей психофизического развития, индивидуальных возможностей и состояния здоровья таких обучающихся (обучающегося).

Учебно-методические материалы для самостоятельной работы обучающихся из числа инвалидов и лиц с ограниченными возможностями здоровья предоставляются в формах, адаптированных к ограничениям их здоровья и восприятия информации.

7.1 Технологическая карта дисциплины 9-й семестр

№ п/п	Название темы	Максимальное количество баллов
Обязательный уровень (текущая аттестация)		
1	Введение. Автоматизированные системы управления производством	10
2	Функциональные подсистемы АСУ	10
3	Основы автоматического регулирования и средства автоматизации	10
4	Автоматизация управления процессом бурения	10
5	Автоматизация добычи и промыслового сбора нефти и газа	10
6	Автоматизация объектов поддержания пластовых давлений	10
7	Экономическая оценка эффективности АСУ	10
		70
Обязательный уровень (промежуточная аттестация)		
8	Зачёты	30
		30
	Итого	100
Дополнительный уровень		
9	Решение ситуационных задач	15
		15

Шкала оценивания результатов по балльной системе (зачёты):

Зачтено с 50 по 100 баллов;

Не зачтено с 0 по 49 баллов.

7.2 Примерные тестовые задания

7.3 Примерный комплект практических заданий

Практическая работа

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДГОТОВКИ И ОТКАЧКИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

Цель работы:

1. определить задачу автоматизации технологического процесса подготовки товарной нефти;
2. ознакомиться с принципиальной схемой установки подготовки нефти и воды;
3. изучить работу схемы установки подготовки нефти и воды.

Задание:

В тетради записать:

- название работы;
- цель работы;
- ход работы: (ответить на контрольные вопросы из кратких теоретических положений (записывать вопрос, затем ответ).
- защитить практическую работу по контрольным вопросам.

Краткие теоретические положения

В добываемой нефти в зависимости от близости контурной или подошвенной воды к забою скважины содержание пластовой воды изменяется от нескольких до десятков процентов.

Содержание в нефти воды и водных растворов минеральных солей приводит к увеличению расходов на ее транспорт, вызывает образование стойких нефтяных эмульсий и создаст затруднения при переработке нефти на нефтеперерабатывающих заводах. Согласно действующим ГОСТам, в товарной нефти содержание воды должно быть не более 1%, хлористых солей—не более 40 мг/л. Поэтому добываемая нефть подвергается на нефтяном промысле обработке, заключающейся в обезвоживании и обессоливании. Такая обработка называется подготовкой нефти.

Из методов деэмульсации на промыслах наиболее распространены термохимические. Более 80% всей добываемой нефти обрабатывается на термохимических установках. Блочное оборудование таких установок, выпускаемое заводами, поставляется на промыслы

полностью автоматизированным, в отлаженном состоянии Монтируется оно на месте в течение 15—20 дней. Разработана номенклатура блочного автоматизированного оборудования термохимических установок заводского изготовления: нагреватели-деэмульсаторы УДО-2М, УДО-3, СП-1000 «Тайфун» и др.

Принципиальная схема установки подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ) показана на рисунке 1.

Обводненная нефть в виде эмульсии с частично растворенным в ней газом после I ступени сепарации, расположенной на ДНС, поступает в сборные коллекторы, а затем в общий коллектор, из которого направляется в коллектор - гаситель пульсаций 2. Перед этим коллектором по трубопроводу 40 вводят дренажную горячую воду, содержащую поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие разрушению эмульсии. Затем эмульсия поступает в каплеобразователь 4 и далее в сепараторы второй ступени 5, а выделившийся газ направляется в сборный газопровод 3, по которому транспортируется на газоперекачивающий завод.

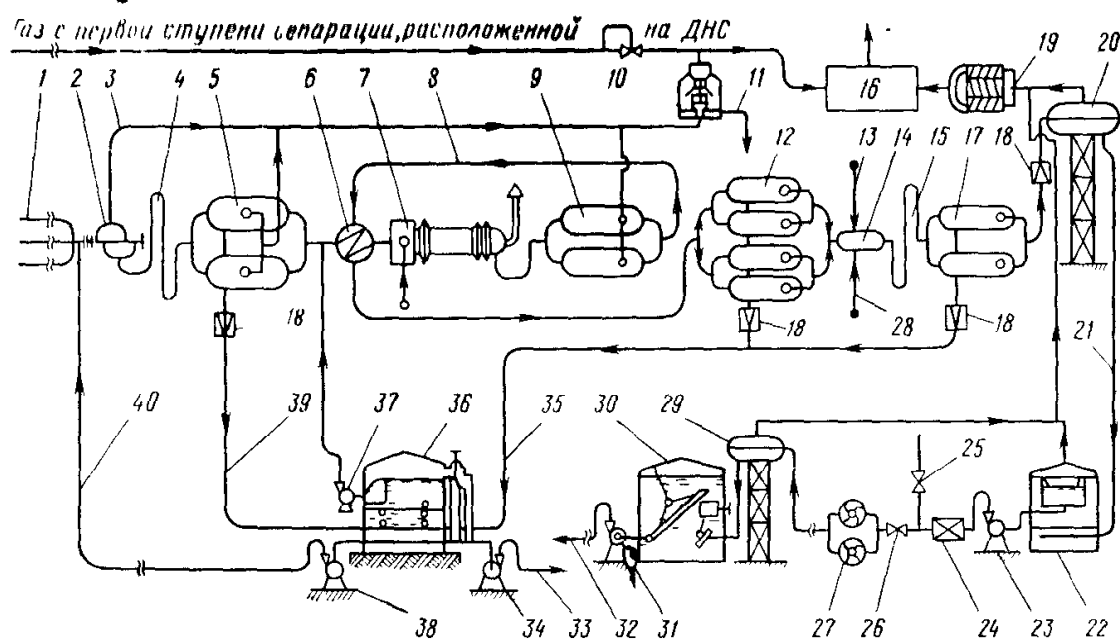


Рисунок 1. Установка подготовки нефти (УПН) и воды (УПВ):

1 - сборные коллекторы с месторождения; 2 - коллектор— гаситель пульсаций; 3 - сборный газопровод; 4 - каплеобразователь; 5 — сепараторы второй ступени БАС-1; 6 - теплообменники, 7-блок нагрева БП-5,4 (печь); 8 - трубопровод с горячей нефтеводяной смесью; 9 - теплоизолированные сепараторы; 10 - турбосепаратор; 11 - сброс уловленной из газа нефти; 12 - герметизированные отстойники по обезвоживанию нефти; 13 - линия подачи ПАВ дозировочным _ насосом; 14 - смеситель; 15-каплеобразователь; 16 - газоперерабатывающий завод; 17 – отстойники по обессоливанию нефти; 18 - регулируемый штуцер; 19- винтовой насос- компрессор; 20 - концевые сепараторы; 21- самотечная линия товарной нефти; 22 - резервуар товарной нефти; 23 -подпорный насос; 24- автоматизированная установка «Рубин-2м» по измерению качества и количества товарной нефти; 25 и 26 - автоматически закрывающиеся и открывающиеся краны; 27 - расходомеры товарной нефти «Норд»; 28 - линия подачи пресной горячей воды; 29 – сепаратор товарного парка; 30 – парк товарных резервуаров; 31-головная насосная станция; 32 - магистральный нефтепровод; 33-подвод на КНС; 34-насос для подачи пластовой сточной воды из отстойников; 36 - резервуар – отстойник по подготовке сточной пластовой воды с гидрофильным фильтром; 37 – насос для откачки нефти; 38 – насос для подачи пластовой сточной воды, содержащей ПАВ; 39 – водовод для сбора пластовой сточной воды из аппарата по предварительному сбросу воды; 40 - линия подачи сточной пластовой воды, содержащей ПАВ.

Далее газ проходит через турбосепаратор 10, где очищается от капельной взвеси. Вода по водоводу 39 автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36 с гидрофильным фильтром. Обводненную нефть из сепараторов направляют в теплообменники 6, в которых происходит предварительный нагрев нефтеводяной смеси горячей

смесью, прошедшей блок нагрева 7 и теплоизолированные сепараторы 9.

Сепараторы предназначены для отделения газовой фазы образующейся в блоке нагрева 7, и интенсификации отделения воды от нефти в отстойниках 12. Вода из отстойников автоматически сбрасывается в резервуар-отстойник 36, а нефть направляется в смеситель 14. В отстойниках практически получают обезвоженную нефть, содержащую воды не более 1%. На этой стадии процесс обезвоживания заканчивается.

При отделении минерализованной пластовой воды нефть одновременно частично обессоливается. Однако в обезвоженной до 1 % нефти содержится порядка 2000—3000 мг/л солей, что недопустимо, так как может привести к коррозии трубопроводов и оборудования НПЗ. Для более глубокого обессоливания в поступившую в смеситель 14 обезвоженную нефть по линии 28 подается горячая пресная вода (от 2 до 5% к общему объему нефти). Для предотвращения образования эмульсии по линии 13 подается ПАВ. Пресная вода с ПАВ и обезвоженная нефть интенсивно перемешиваются и поступают в каплеобразователь 15 для предварительного выделения воды. Затем для окончательного разделения смесь направляют в герметизированные теплоизолированные отстойники обессоливания 17. Основное назначение смесителя 14 и каплеобразователя 15 - создать условия, способствующие «захвату» каплями пресной воды соленых капель пластовой воды, оставшихся в нефти после ее обезвоживания.

Из отстойников обессоливания кондиционная нефть под собственным давлением через регулируемый штуцер 18 направляется в концевые сепараторы 20, в которых насосом-компрессором 19 поддерживается вакуум. Из концевых сепараторов кондиционная нефть самотеком поступает в буферные емкости (резервуары) 22 и далее насосом 23 перекачивается через автоматизированную установку 24

учета товарной нефти. Если содержание воды и соли в нефти превышает допустимую норму, на установке учета будет автоматически перекрыт кран 26 и открыт кран 25. При этом некондиционная нефть снова будет направлена на обезвоживание и обессоливание.

Кондиционная нефть проходит через расходомеры 27 типа «Норд» и далее, пройдя через сепаратор 29, поступает в резервуары 32 товарного парка и оттуда насосами 31 откачивается в магистральный нефтепровод 32.

Отделенная в отстойниках от нефти пластовая вода отводится по водоводу 35 в резервуар-отстойник 36. Из этого резервуара часть воды насосом 38 подается по линии 40 на вход коллектора-гасителя пульсаций, а большая часть ее откачивается насосом на кустовые насосные станции (КНС) системы поддержания пластовых давлений (ППД).

Задачей автоматизации технологического процесса является автоматическое поддержание уровня и давления в технологических аппаратах, регулирование расхода водонефтяной эмульсии и промывочной воды, подача заданного объема химических реагентов и защита от аварийных режимов. Схемой автоматизации должен быть также предусмотрен автоматический контроль основных параметров технологического процесса.

Контрольные вопросы

1. Последствия содержания воды в нефти (Указать допустимое содержание воды и хлористых солей в нефти по ГОСТу).
2. Что включает в себя понятие «подготовка нефти».
3. Указать виды автоматизированного оборудования термохимических установок.
4. Принципиальная схема установки подготовки нефти и воды (Рисунок 1). Указать основные составляющие.
5. Описать работу схемы установки подготовки нефти и воды.

6. Сделать вывод по работе, определив задачу автоматизации технологического процесса подготовки товарной нефти.

Практическая работа

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ БЛОЧНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД И АВТОМАТИЗАЦИЯ ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН

Цель работы:

1. изучить назначение, устройство и принцип работы автоматизированных блочных установок для очистки сточных вод,
2. изучить схему автоматизированной водозаборной скважины.

Задание:

В тетради записать:

- название работы;
- цель работы;
- ход работы: (ответить на контрольные вопросы из кратких теоретических положений (записывать вопрос, затем ответ).
- защитить практическую работу по контрольным вопросам.

Краткие теоретические положения

Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод (УОВ) предназначены для очистки сточных вод от остаточных нефтепродуктов и механических примесей и доведения обрабатываемой воды до таких кондиционных характеристик, которые позволяют применять эту воду в системе ППД. Установки разработаны трех типоразмеров: УОВ-750 производительностью 750 м³ /сут, УОВ-1500— 1500 м³ /сут и УОВ-3000 — 3000 м³ /сут.

Установка (Рисунок 2) состоит из трех блоков: напорного отстойника 1, импеллерного флотатора 7 и сепаратора 11. Кроме того, в состав установки входит блок местной автоматики БМА-35.

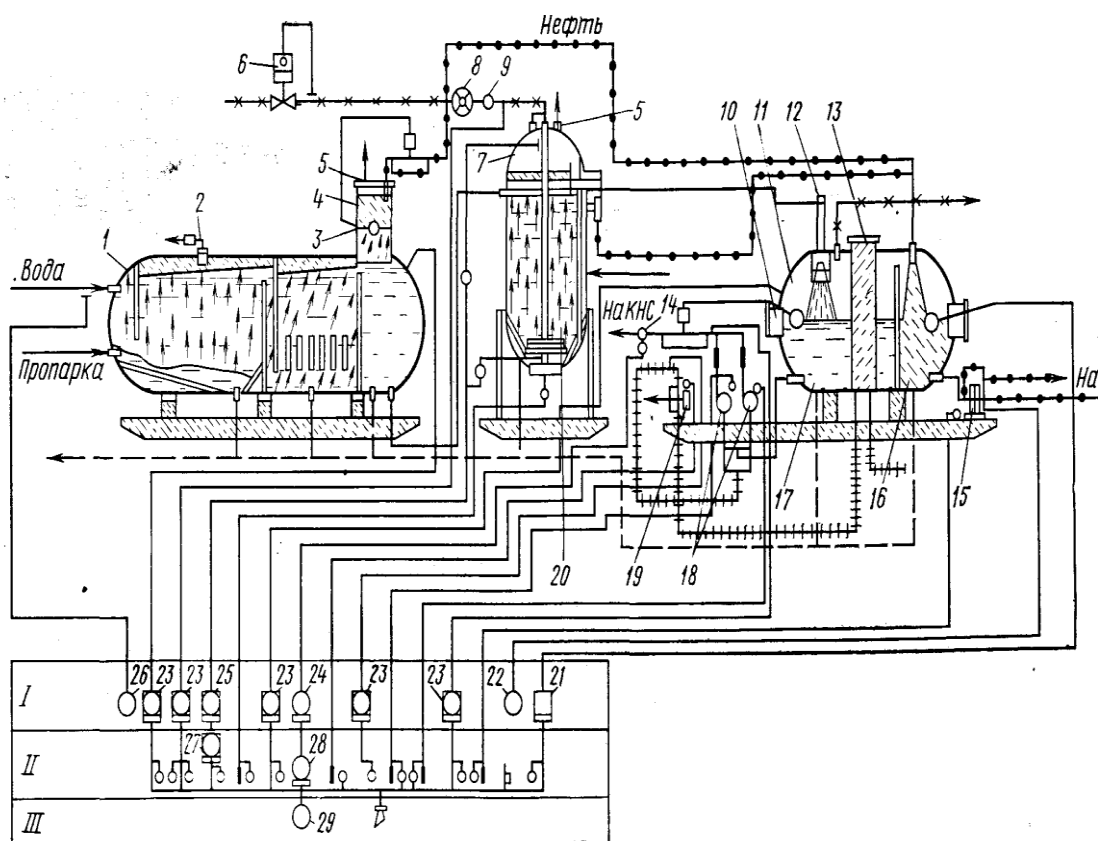


Рисунок 2. Схема автоматизированной блочной установки для очистки сточных вод

Блок напорного отстойника предназначен для предварительной очистки сточных вод от нефтепродуктов и механических примесей. Блок импеллерного флотатора служит для основной очистки сточных вод от нефти и механических примесей. Блок сепаратора — последняя ступень обработки воды. Он включает секции для очистки воды 17, для уловленной нефти 16 и для раствора ингибитора коррозии 13. Кроме того, в блок сепаратора входят насосные агрегаты 13 для откачки уловленной нефти на установку подготовки нефти, 18—для подачи воды на кустовые насосные станции (КНС) и 19— для ввода ингибитора коррозии в воду, перекачиваемую на КНС.

Установка работает следующим образом. Сточная вода после установки подготовки нефти под избыточным давлением поступает в емкость блока отстойника I. В емкости смонтированы вертикальные перегородки, благодаря которым процесс обработки жидкости гравитационным методом наиболее эффективен. Перегородка первого

отсека служит отбойником для наиболее крупных механических частиц, которые оседают на поддон и поступают по трубопроводу на иловую площадку. Далее в обрабатываемой воде, проходящей через систему перегородок, вследствие инерционных усилий, получающихся при крутых поворотах, происходит коалесценция мелких капель нефти. Выделившаяся нефть собирается в вертикальной цилиндрической камере 4, откуда она автоматически сбрасывается межфазным регулятором уровня 3 типа РУМ-18 и отсек 16 сепаратора 11. Из последнего отсека отстойника вода поступает в блок импеллерного флотатора 7, на днище которого смонтирован импеллерный блок. Его крыльчатка связана с газовой линией вертикальной трубой, проходящей в центре емкости флотатора. Внутри флотатора имеется перфорированная труба, через которую поступающая вода выходит мелкими струями. Чистая вода, накапливающаяся в донной части флотатора, отводится по вертикальной трубе в сепаратор 11. При вращении импеллерной крыльчатки обрабатываемая вода отбрасывается к стенкам флотационной емкости, отчего в центральной донной области создается разряженная зона, в которую по центральной трубе подается газ сепарации. Импеллерная крыльчатка диспергирует газ на мельчайшие пузырьки, устремляющиеся через поток жидкости вверх флотационной емкости. При этом взвешенные частицы эмульгированной в воде нефти увлекаются всплывающими вверх пузырьками газа и в виде пены собираются на поверхности воды.

Нефть стекает в пеносборный бункер, расположенный в верхней части флотатора, откуда направляется в отсек 16 блока сепаратора. Автоматическое регулирование расхода газа, подаваемого во флотатор, осуществляется с помощью установленного на линии подачи газа регулятора давления прямого действия типа РПД-4 и жиклера 9, поддерживающего постоянство расхода газа. Газовый счетчик 8 типа

РГ-250 предназначен для периодического контроля расхода газа и настройки регулятора давления.

Качество обработки воды флотационным методом зависит от поддержания определенного перепада давления во флотаторе и в ее газоподводящей трубе. Контроль перепада давления ведется с помощью дифманометра 25 типа КА3-10-20 и вторичного показывающего прибора 27 типа ВМД. Эти же приборы обеспечивают автоматическую сигнализацию при падении перепада давления ниже установленной величины. Обработанная вода с низа флотатора сифонным способом подается в гидроциклонную головку 12 блока сепаратора. Собирающаяся в отсеке 17 очищенная вода насосами 18 типа ЗМС-10 подается в систему ППД.

Автоматическая откачка нефти из сепарационной емкости осуществляется с помощью автомата откачки типа АО-5, смонтированного в отсеке 16, и блока управления двигателем шестеренчатого насоса 15. Автоматическое регулирование уровня очищенной воды в сепарационной емкости обеспечивается с помощью регулятора уровня типа РУМ-17. Исполнительный механизм регулятора установлен на выкидной линии центробежных насосов.

Измерение объема очищенной воды ведется комплектом, включающим камерную диафрагму 14, дифманометр 24 типа КА3-10-20, показывающий вторичный прибор 28 типа ВФСМ-2С-0 и частотный интегратор 29, дающий суммарное значение объема. На установке предусмотрены автоматический контроль и сигнализация при выходе за пределы допустимых значений давлений в напорном отстойнике, сепарационной емкости, а также в трубопроводах для подачи газа во флотатор, на выкиде насосов откачки воды и на выкиде насоса ингибитора коррозии 22. Указанная система контроля и сигнализации реализуется при помощи взрывозащищенных манометров 23 типа ВЭ-16РБ.

На установке предусмотрен контроль давления с помощью манометров 22 и 26 типа ОБМ-1-1606 в трубопроводе подачи воды на блок отстойника и на выкидном трубопроводе насоса. Технологические схемы и схемы контроля установок УОВ-1500 и УОВ-3000 аналогичны рассмотренной. Схема автоматизированной водозаборной скважины приведена на рисунке 3.

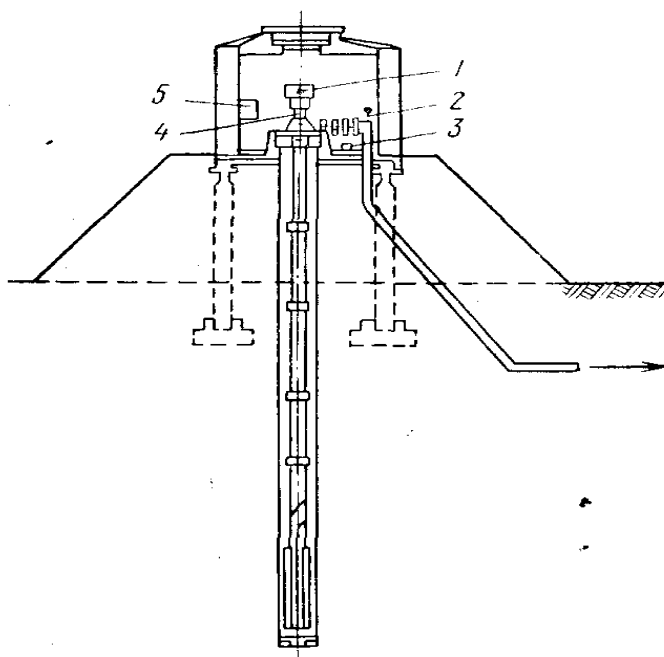


Рисунок 3. Схема автоматизированной водозаборной станции:

1- термодатчик в подшипнике двигателя, 2- электроконтактный манометр, 3- датчик утечки, 4- термодатчик в обмотке статора, 5- блок местной автоматики БМА-19.

Автоматическое управление скважиной осуществляется блоком местной автоматики БМА-19, который обеспечивает: централизованное телеуправление с диспетчерского пункта насосным агрегатом (пуск и остановка); автоматическую защиту электродвигателя при перегреве подшипников и обмотки статора электродвигателя, при понижении давления на выкидной линии (это возможно при недостатке воды на приеме насоса или неисправности на всасывающей стороне насоса,

при поломке вала, при порыве нагнетательной линии, угрозе затопления прискважинного помещения, исчезновении напряжения в цепях контроля и автоматики) ; сигнализацию на диспетчерский пункт аварийного состояния при автоматическом отключении насосного агрегата и потере напряжения в цепях контроля, местное управление насосным агрегатом (пуск, остановка). Автоматическая защита электродвигателя при перегрузке, коротком замыкании, исчезновении напряжения на одной из фаз осуществляется предохранителями и тепловыми элементами, встроенными в магнитный пускатель или размещенными в распределительном устройстве. Для вакуумных насосов I подъема на каждый агрегат ставится блок БМА-19.

Контрольные вопросы

1. Назначение автоматизированных блочных установок для очистки сточных вод. Типоразмеры установок.
2. Основные блоки установки, их назначение, основные части.
3. Схема установки для очистки сточных вод.
4. Описать работу установки.
5. Схема автоматизированной водозаборной скважины.
6. Чем осуществляется автоматическое управление скважины и что обеспечивается.
7. Чем осуществляется автоматическая защита электродвигателя при перезагрузке, коротком замыкании.

Практическая работа

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ БЛОЧНЫЕ КУСТОВЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

Цель работы:

1. изучить назначение, устройство и принцип работы блочной насосной станции,

2. изучить назначение, устройство и принцип работы блок-схемы аппаратуры автоматического управления кустовой насосной станции «Пласт 1М»,

3. определить функции аппаратуры щита автоматизации насосной станции, щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции,

4. рассмотреть основные части и принцип работы датчика осевого смещения.

Задание:

В тетради записать:

- название работы;
- цель работы;
- ход работы: (ответить на контрольные вопросы из кратких теоретических положений (записывать вопрос, затем ответ)).
- защитить практическую работу по контрольным вопросам.

Краткие теоретические положения

Схема блочной насосной станции (БКНС) представлена на рисунке 4. БКНС состоит из блоков: сепарационно-буферного I; насосов II; управления электродвигателями III; распределительных устройств IV; распределительной гребенки.

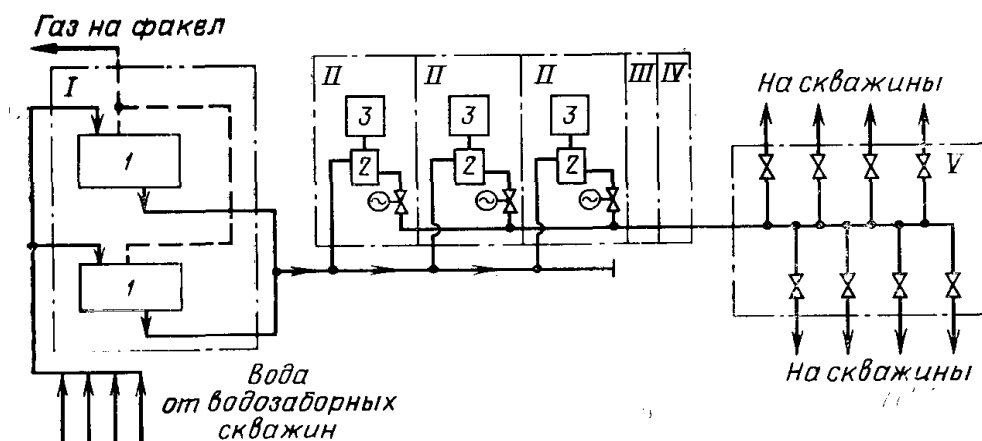


Рисунок 4. Технологическая схема блочной кустовой насосной станции

Сепарационно-буферный блок состоит из двух горизонтальных емкостей 1 по 50 м³ и предназначен для сепарации содержащихся в воде газов (метана), а также для отстаивания воды и удаления ме-

ханических примесей, для создания гидравлического буфера, обеспечивающего нормальную работу насосов. Выделяющийся из воды при отстое газ сжигается на факеле.

Насосные блоки предназначены для закачки воды в нагнетательные скважины. Насосные блоки состоят из центробежных насосов 2 типа ЦН-150-100 с синхронными двигателями 3, установленными на рамных основаниях. Насосные блоки заключаются в утепленное помещение.

Для автоматического управления, защиты и контроля параметров технологического оборудования насосных блоков и общестанционного хозяйства КНС применяют систему «Пласт 1М», которая выполнена по блочно-функциональному принципу и включает аппаратуру: щита автоматизации КНС, автоматизации насосного агрегата, местного контроля и управления насосного агрегата, контроля и управления вспомогательного оборудования станции, а также комплект датчиков, необходимый для нормальной работы технологического оборудования КНС.

Блок-схема системы «Пласт 1М» приведена на рисунке 5.

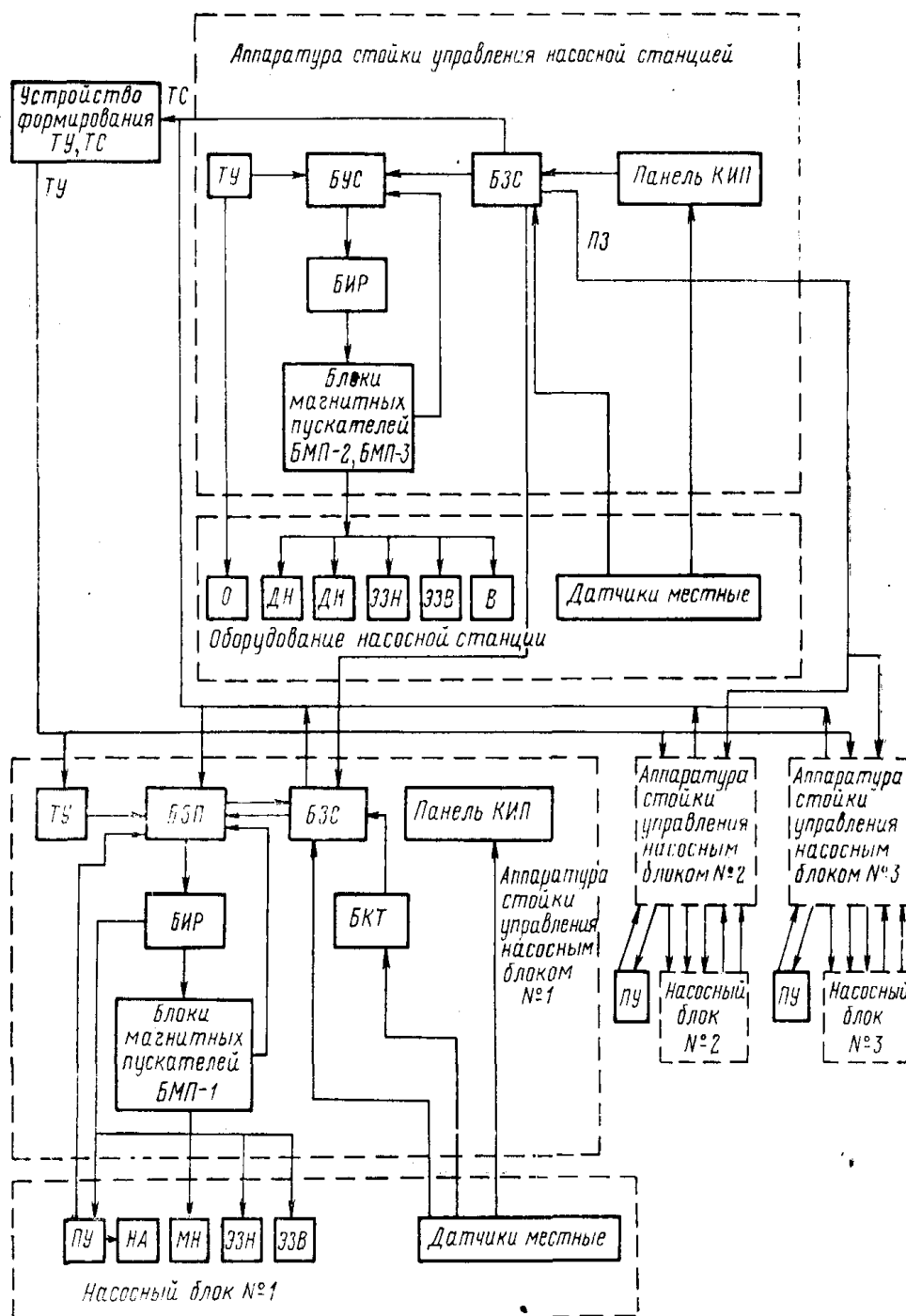


Рисунок 5. Блок-схема аппаратуры автоматического управления
кустовой насосной станции «Пласт 1М»:

В-вентилятор, ДН- дренажный насос, МН – маслонасос, НА – насосный агрегат, О- отопление, ПУ – пусковое устройство, РЗ – разрешение запуска, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление, ЭЗВ – электрозадвижка на всасывании, ЭЗН - электрозадвижка на нагнетании.

Щит автоматизации КНС включает: панель КИП, блок ВЗС (защиты и сигнализации), блок БУС (управления и сигнализации), блок БИР (исполнительных реле).

Щит автоматизации насосного агрегата включает: панель КИП, блоки ВЗС, БИР, БКТ (контроля температуры), БЗП (задания программ).

Комплект датчиков включает: датчики утечки из сальников ДУ-1, датчики слива воды ДСВ-1, датчики уровня жидкости ДУЖ-1М, преобразователи температуры ПТ-1, преобразователи температуры ПТ-2.

Аппаратура щита автоматизации насосной станции осуществляет:

а) выбор режима работы оборудования насосной станции (автоматический, резервный, местный—от щита местного контроля и управления, отключено—насосы выключены), управление электроприводом задвижки на нагнетательной линии (полуавтоматический, местный); управление электроприводом задвижки сбора воды после регулятора давления на входе станции (полуавтоматический, местный);

б) измерение, контроль, аварийную и предупредительную сигнализацию предельных значений параметров работы насосной станции (давление на входе станции после регулятора давления — максимальное 0,85 МПа, давление на общем приемном коллекторе— минимальное 0,17 МПа, давление охлаждающей воды после регулятора давления—минимальное 0,25 МПа и максимальное 0,35 МПа;

в) выдачу сигнала разрешения запуска насосного агрегата;

г) защиту насосного агрегата по аварийному параметру.

Аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом включает:

а) устройство для измерения давления (отсек манометров);

б) устройство управления электроприводами (отсек управления).

Аппаратура щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции осуществляет:

а) измерение и контроль параметра давления на насосной станции;

б) управление электроприводами насосной станции.

Система автоматики обеспечивает автоматический запуск всех работающих агрегатов при восстановлении напряжения после его кратковременного отключения.

Резервный маслонасос включается при снижении давления масла и начале линии до 0,3 МПа. Для сигнализации осевого смещения вала насоса применяют разработанный Октябрьским филиалом ВНИИКАнефтегаза датчик осевого смещения ДС-1 (рисунок 6).

При смещении вала 16 ротора насоса ось 14 при помощи пружины 15, постоянно прижимающей ее к торцу вала, скользит во втулке 13. На конец оси, которым она прижимается к торцу вала, плотно насажен подшипник /, на который напрессована втулка 2. Вследствие этого ось 14 не вращается, но может перемещаться поступательно. На другой конец оси с помощью пружинной шайбы и гайки крепится диск 6. Смещение вала на величину зазора диска разгрузочного устройства вызывает перемещение диска 6, который нажимает на контакт микровыключателя 11. При этом насосный агрегат отключается. Настройка датчика осуществляется вращением регулятора 10. Микровыключатель с сектором 7 стопорится винтом 17. Для крепления датчика снимают торцевую крышку подшипника и на ее месте болтами 3 крепят фланец прибора.

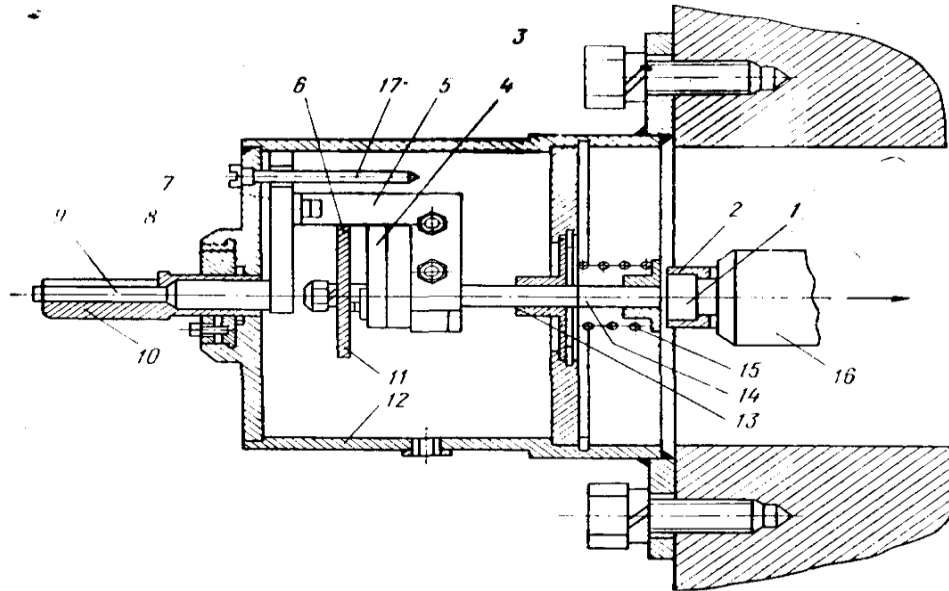


Рисунок 6. Датчик осевого смещения:

1- подшипник, 2- втулка, 3- болт крепежный, 4- микропереключатель, 5- уголок, 6- диск, 7- сектор, 8-гайка, 9- винт, 10 – регулятор, 11 – контакт микропереключателя, 12 – корпус, 13 – втулка, 14- ось, 15 – пружина, 16 – вал ротора насоса, 17 - винт

Контрольные вопросы

1. Схема блочной насосной станции
2. Основные блоки схемы
3. Назначение и состав сепарационно-буферного блока
4. Назначение и состав насосного блока
5. Что применяют для автоматического управления, защиты, контроля параметров технологического оборудования.
6. Изобразить блок-схему аппаратуры автоматического управления кустовой насосной станции «Пласт 1М». Основные блоки схемы
7. Что включает комплект датчиков
8. Функции аппаратуры щита автоматизации насосной станции
9. Что включает аппаратура щита местного контроля и управления насосным агрегатом.
10. Функции аппаратуры щита местного контроля и управления вспомогательным оборудованием насосной станции.
11. Какое устройство применяют для сигнализации осевого смещения вала насоса (изобразить схему)

12. Указать основные части и принцип работы датчика осевого смещения.

Практическая работа
**АВТОМАТИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ И ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА
НЕФТИ И НЕФТЯНОГО ГАЗА**

Цель работы:

1. рассмотреть: - принципиальные схемы автоматизированных групповых измерительных установок,
 - схемы автоматизированных сепарационных установок,
 - схему автоматизированной блочной дожимной насосной станции
2. изучить работу: - принципиальных схем автоматизированных групповых измерительных установок,
 - схем автоматизированных сепарационных установок,
 - схемы автоматизированной блочной дожимной насосной станции.

Задание:

В тетради записать:

- название работы;
- цель работы;
- ход работы: (ответить на контрольные вопросы из кратких теоретических положений (записывать вопрос, затем ответ, 1-4 вопросы рассматриваются самостоятельно).
- защитить практическую работу по контрольным вопросам.

Краткие теоретические положения

Автоматизированные групповые измерительные установки

Автоматизированные групповые измерительные установки предназначены для измерения производительности (дебита) каждой в отдельности из подключенных к ней группы нефтяных скважин.

Существуют различные типы групповых измерительных установок — «Спутник-А», «Спутник-Б» и «Спутник-ВМР».

Групповая автоматизированная установка «Спутник А». Предназначена для автоматического измерения дебита скважин, подключенных к групповой установке, для контроля за работой скважин и автоматического отключения их при аварийном состоянии на групповой установке. Установку применяют при однотрубной системе сбора на нефтепромыслах, когда температура окружающей среды низкая (Западная Сибирь, Коми АССР и др.). Установку выпускают в трех модификациях «Спутник А-16-14/100», «Спутник А-25-14/1500», «Спутник А-40-14/400». Первая цифра означает рабочее давление, вторая - число скважин, подключаемых к установке, третья - наибольший дебит измеряемой скважины.

Установка (Рисунок 7) состоит из многоходового переключателя 1, двух отсекателей 3 и 4 типа ОКГ, установленных на расходомерной и выкидной линиях, электрогидравлического привода 5 типа ГП-1 для управления переключателем скважин и отсекателями, блока управления 2 для управления приборами, выдачи сигналов на диспетчерский пункт и учета объема измеряемой жидкости; гидроциклонного сепаратора 6 для отделения газа от измеряемой жидкости. Установка работает следующим образом

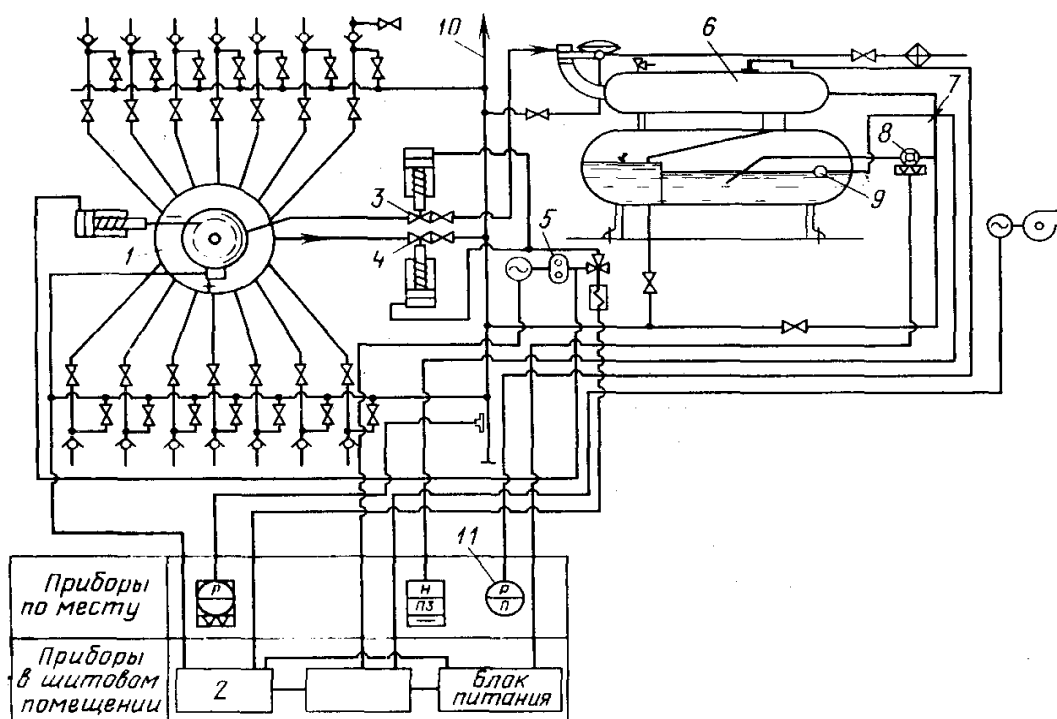


Рисунок 7. Принципиальная схема установок «Спутник-А», «Спутник-Б»

. Нефть из скважины поступает в многоходовой переключатель.

Далее по измерительному трубопроводу направляется в измерительный сепаратор 6 и затем в турбинный счетчик (ТОР-1-50) 8. Продукция остальных скважин направляется через общий коллектор 10 в сборно-сепарационную емкость или в сборный трубопровод.

Программа измерения дебита скважин задается реле времени в блоке управления. Через заданные промежутки времени реле включает гидропривод и скважины подключаются к измерителю. Подача скважин контролируется по работе измерителя с сигнализацией об аварийном состоянии через блок местной автоматики.

Дебит измеряют путем кратковременного пропуски жидкости, накопившейся в сепараторе, через турбинный измеритель. Накопление жидкости в нижнем сосуде сепаратора до заданного уровня и выпуск ее до нижнего уровня осуществляются при помощи поплавкового регулятора 9 и крана 7 на газовой линии. Всплывание поплавка регулятора до верхнего уровня приводит к закрытию газовой линии, вследствие чего давление в сепараторе повышается и жидкость

продавливается из сепаратора через турбинный счетчик 8, установленный выше верхнего заданного уровня жидкости в сепараторе. При достижении поплавком нижнего заданного уровня открывается кран 7, давление между сепаратором и коллектором выравнивается, продавка жидкости прекращается. Время накопления жидкости в сепараторе и число импульсных пропусков жидкости через счетчик за время измерения зависят от дебита измеряемой скважины. Время продавки жидкости через расходомер от дебита скважины практически не зависит.

Такой циклический метод измерения обеспечивает пропуск потока жидкости через счетчик в турбулентном режиме при узком диапазоне изменения расхода, что дает возможность обеспечить измерение дебита скважин, изменяющего в широком диапазоне. Дебит каждой скважины определяют регистрацией накапливаемых объемов жидкости (в м^3), прошедших через расходомер, на индивидуальном счетчике импульсов в БМА.

Аварийное отключение скважин происходит при превышении давления в сепараторах, их переполнении или отключении электроэнергии. В этих случаях по сигналу датчика предельного уровня или электроконтактного манометра блок местной автоматики отключает напряжение с соленоидного клапана гидропривода, вследствие чего поршни приводов отсекаелей 3 и 4 под действием силовых пружин перекрывают трубопроводы.

После ликвидации аварии и снятия сигнала аварии на блоке местной автоматики включается гидропривод, и под действием давления масла, подаваемого под поршни отсекаелей, последние открываются. Контроль давления осуществляется манометром 11.

Па установке предусмотрена возможность ручного подключения скважин к измерительному устройству. Количество отсепарированного газа измеряется по методу переменного перепада давления

дифманометром. Для этой цели на выкидной газовой линии устанавливается камерная диафрагма.

Автоматизированная установка «Спутник-В» в отличие от рассмотренной установки «Спутник-А» предназначена не только для измерения дебита жидкости, но также для определения содержания воды и газа в продукции скважин. Конструкцией предусмотрены устройства для подачи деэмульгаторов в нефтяной поток.

Установки «Спутник-Б» выпускают в двух модификациях: «Спутник-Б-40-1,4/400» - на 14 скважин и «Спутник-Б-4,0-24/400» - на 24 скважины. По конструкции установка «Спутник-Б» аналогична установке «Спутник-А» и отличается от последней наличием прибора для определения содержания воды в нефти (влажмера), насосов-дозаторов, специальных устройств для ловли депарафинизационных шаров. Насос-дозатор предназначен для подачи реагента и общий коллектор для деэмульсации нефти.

Автоматизированная установка «Спутник ВМР-40-14/400» предназначена для автоматического измерения и регистрации производительности каждой из 14 подключенных нефтяных скважин, а также вычисления суммарного их суточного дебита. Она обеспечивает: разделение продукции скважин по сортам, прием резиновых разделителей для очистки выходных линий скважин от парафина, автоматическую защиту промысловых коллекторов при повышении давления в них выше предельно допустимого, для выдачи в систему телемеханики информации о суточном дебите и аварийных сигналах.

В качестве измерительного прибора применяют вибрационные массовые расходомеры (ВМР) типа «РУР-Вибратор-П» (ряд унифицированных расходомеров), обеспечивающие измерения массы поступающей из скважин газонефтяной смеси без предварительной сепарации. Блок-схема групповой измерительной установки ГЗУ-ВМР приведена на рисунке 8.

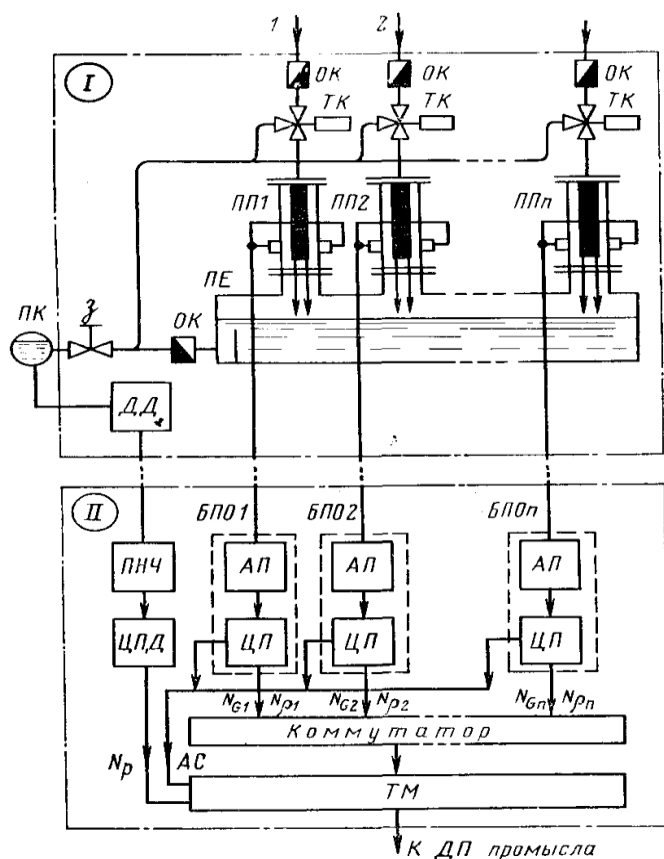


Рисунок 8. Блок-схема групповой измерительной установки ГЗУ-ВМР

Она состоит из технологического блока I и блока вторичных приборов и аппаратуры II. Все первичные преобразователи (ПП) ВМР (ПП1 - ППn) монтируют на приемной емкости ПЕ, чем обеспечивается надлежащая жесткость закрепления первичных преобразователей и исключение возможности их затопления при снижении объема газа в извлекаемом из скважин флюиде. Приемная емкость через обратный клапан ОК и через задвижку «з» подключена к промысловому коллектору ПК. Подключение каждой скважины к ПП осуществляется через свой обратный клапан ОК и управляемый трехходовой клапан ТК. Последний позволяет любую скважину или все скважины одновременно переключать с измерения на промысловый коллектор, что бывает необходимо при ремонте или проверке одного из первичных преобразователей. К промысловому коллектору подключен дистанционный датчик давления ДД.

В блоке вторичных приборов и аппаратуры II размещены блоки предварительной обработки БПО по одному на каждую скважину, коммутатор и полукомплект телемеханики ТМ, обеспечивающий передачу информации, получаемой от ВМР на диспетчерский пункт (ДП) промысла. Каждый БПО состоит из аналогового АП и цифрового ЦП преобразователей. С выхода последнего комплекта за время, отведенное для измерения расхода одной скважины, числа, пропорциональные массовому расходу смеси (N_G) и ее средней плотности (N_p), через коммутатор передаются на ДП промысла, где обрабатываются по соответствующему алгоритму с целью получения расхода отдельных компонентов смеси. В блоке II размещены также преобразователь напряжения в частоту (ПНЧ) и цифровой преобразователь давления (ЦПД), позволяющие передавать на ДП усредненное за время измерения значение коллекторного давления.

Если за время измерения ВМР, подключенный к данной скважине, показал дебит меньший, чем минимально возможный, то через ТМ на ДП вне очереди идет аварийный сигнал (АС) - остановка скважины.

Недостатком ГЗУ-ВМР является то, что информация о работе каждой скважины может быть получена только после обработки данных по этой скважине на ДП. Скважина при этом оказывается непрерывно подключенной к ГЗУ, и объем памяти и мощность ЭВМ по ДП непомерно возрастают.

Значительно рентабельнее иметь на каждой ГЗУ микроЭВМ, которая будет выполнять все служебные функции и вычислительные работы, связанные с обработкой получаемой с каждой скважины информации. На ДП по определенной программе или по запросу передается только интересующая промысел информация.

Автоматизированные сепарационные установки

Газоводонефтяная смесь после измерения дебита на групповых измерительных установках поступает в сепарационные установки, где

отделяется нефть от газа и частично от воды. Это разделение осуществляется для: а) получения нефтяного газа, используемого как топливо или как химическое сырье; б) уменьшения интенсивности перемешивания нефтегазового потока и снижения возможности образования нефтяных эмульсий; в) уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам до дожимной насосной станции (ДНС) или установки подготовки нефти (УПН).

Для первичной сепарации нефти и газа, а также оперативного измерения объема отсепарированной нефти, выделившегося газа и обеспечения дальнейшего транспорта нефти по нефтепромысловым трубопроводам применяют блочные автоматизированные сепарационные установки: СУ2-750, СУ2-1500 и СУ2-3000, имеющие пропускную способность соответственно 750, 1500 и 3000 м³/сут. Схема установки показана на рисунке 9.

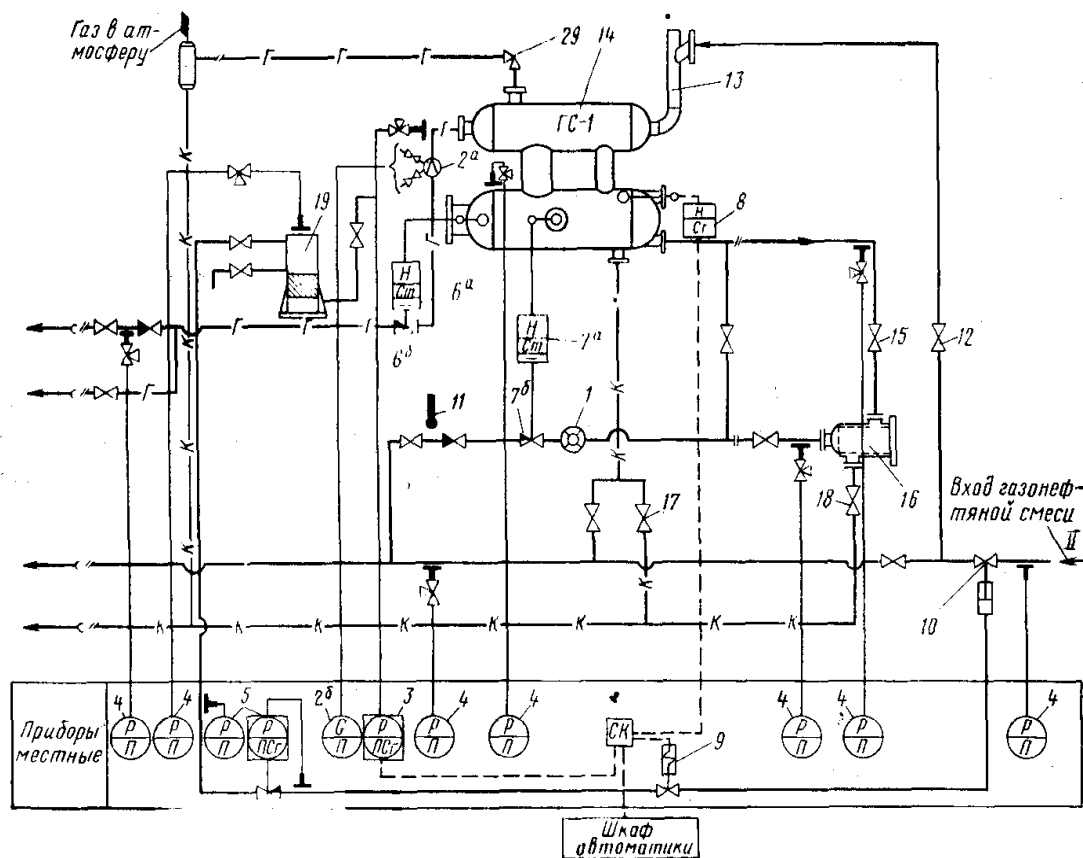


Рисунок 9. Схема контроля и автоматизации сепарационной установки

Газонефтяная смесь через задвижку 12 направляется в гидроциклонную головку 13 и далее поступает в верхний сепаратор, где газ отделяется от капель жидкости. Далее нефть проходит через фильтр 16, турбинный счетчик 1 и направляется в нефтесборный коллектор.

Камерная диафрагма 2,а, установленная на газовой линии, предназначена для измерения с помощью дифманометра объема отсепарированного из нефти газа. Сепаратор оборудован предохранительным клапаном 29, обеспечивающим уменьшение давления из сепарационной емкости при его аварийном превышении. Для улавливания капель из уходящего газа предусмотрен расширитель.

Системой автоматизации предусмотрены автоматическое регулирование уровня и сепараторе, автоматическая блокировка установки при аварийном повышении уровня давления и передача аварийных сигналов на диспетчерский пункт. Регулирование уровня осуществляется двумя механическими регуляторами уровня 6, 7, размещенными на нижней сепарационной емкости и соединенными с исполнительными механизмами - регулирующими клапанами, расположенными соответственно на линиях отвода выделившегося газа и отсепарированной нефти.

Автоматическая блокировка установки при аварийном разливе жидкости в сепараторе выполняется с помощью сигнализатора уровня 8 типа ПФ-40-СУВЗГ-4, соленоидного пилотного клапана 9 типа КСП-4М, осушителя 19 типа ОГ-8 и задвижки 10 с пневмоприводом, установленным на линии поступления нефти в сепаратор.

Если уровень жидкости достигнет аварийной отметки, поплавковый сигнализатор 10 выдает электрический сигнал на клапан КСП-4М, который при этом обеспечивает подачу воздуха на пневмопривод задвижки 10. Задвижка перекроет линию поступления нефти в сепаратор.

Осушитель газа 19 предназначен для подготовки газа, используемого в системе автоматики. Автоматическая защита от превышения давления осуществляется с помощью датчика давления 3 (электроконтактный манометр ВЭ-16РБ), установленного на линии отвода газа после сепаратора. При аварийном повышении давления сигнал от электроконтактного манометра поступает на КСП-4М 9. Система блокировки, управляющая задвижкой 13, действует аналогично блокировке при аварийном разливе жидкости. После устранения аварийной ситуации на сепарационной установке задвижка 10 открывается вручную домкратом типа ВД-3.

Вторичные приборы размещены в шкафу автоматики, устанавливаемом на открытом воздухе рядом с сепарационной установкой. Давления контролируют стандартными техническими манометрами.

Автоматизированные блочные сепарационные установки с насосной откачкой. Если после сепарации давление, под действием которого выходит нефть, недостаточно для дальнейшего движения по промысловой транспортной сети, применяют сепарационные установки типа СУН с откачивающими насосами. Установки выпускаются трех модификаций: СУП-1-750-6, СУ11-2-750-6, СУН-1-1500-6. Первая цифра после буквенного шифра указывает на тип гидроциклонного сепаратора - одноемкостный или двухъемкостный (1 и 2), второе число - на пропускную способность установки (в м³/сут); третья цифра - на рабочее давление в сепараторе. Схема установки показана на рисунке 10.

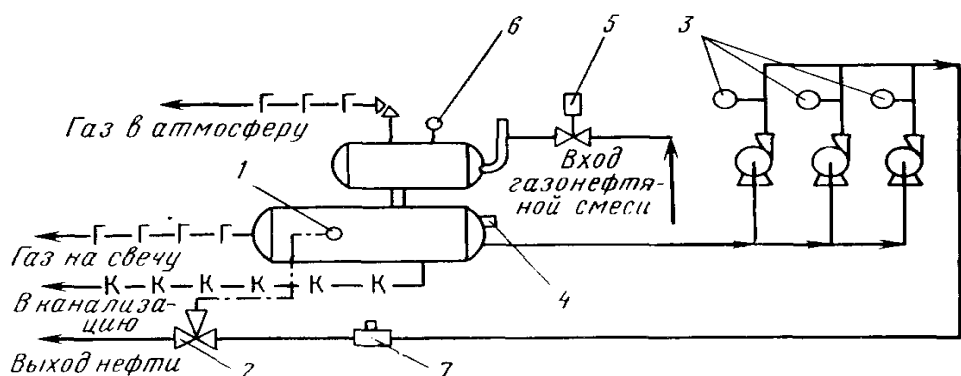


Рисунок 10. Схема автоматизированной сепарационной установки с насосной откачкой

Установка комплектуется двумя или тремя откачивающими насосами типа ЦС или МС, смонтированными единым блоком на сварной раме. На установке СУН предусмотрено автоматическое согласование пропускной способности с объемом поступающей в сепаратор жидкости. Это выполняется механическим регулятором уровня (РУМ) 1, смонтированным в сепараторе с регулирующим клапаном 2, установленным на линии выхода нефти после насосов, откачивающих жидкость. В случае внезапного прекращения подачи по сигналу электроконтактных манометров 8, установленных на выкиде насосов, последние будут остановлены. При аварийной остановке рабочего насоса схемой автоматики предусмотрено включение резервного. Автоматическая защита установки при аварийном уровне в сепараторе осуществляется датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М, включающим с помощью соленоидного пилотного клапана КСП-4 задвижку с пневмоприводом 5 типа ПИТ-1, установленную на линии входа газонефтяной смеси в сепаратор. Защита от аварийного превышения давления осуществляется электроконтактным манометром. При этом, как и в случае аварийного повышения уровня, перекрывается входная линия.

При аварийном разливе жидкости в сепараторе, превышении в нем допустимого давления, отключении насоса на диспетчерский пункт посылается сигнал аварии. На установке предусмотрен местный контроль объема отсепарированной нефти с помощью турбинного счетчика 7. Объем отсепарированного газа определяют с помощью переносного дифманометра ДТ-50, подключаемого к установленной на выходе газа камерной диафрагме типа ДКН-10. Для местного контроля давления в сепараторе предусмотрен манометр 6.

Автоматизированные концевые блочные сепарационные установки. Предназначены они для сепарации газа из нефти при атмосферном либо избыточном давлении, равном 5- 15 кПа. В схеме установки, приведенной на рисунке 11, сепарационный блок состоит из двух горизонтальных емкостей 7 и 8, размещенных друг над другом и соединенных сточным патрубком 4. Верхняя емкость служит для освобождения отсепарированного газа от сопутствующих капель жидкости.

Для этого в ней установлены отбойники грубой 9 и тонкой 3 очисток газа. Нижняя сепарационная емкость обеспечивает полную сепарацию нефти. Сепарационный блок установлен на высоком основании 18 для обеспечения движения отсепарированной нефти самотеком до резервуарного парка. В зависимости от условий работы газосборной системы высота таких оснований составляет 1; 9; 12 или 15 м.

Поступающая нефть по лотку 10 попадает на распределитель 6, обеспечивающий равномерный сток ее через патрубок 4 в нижнюю емкость. Далее нефть движется по лотку 2 тонким слоем, что повышает эффективность сепарации. Патрубок 13 предусмотрен для выхода отсепарированного газа из нижней в верхнюю емкость и для выравнивания давления в них.

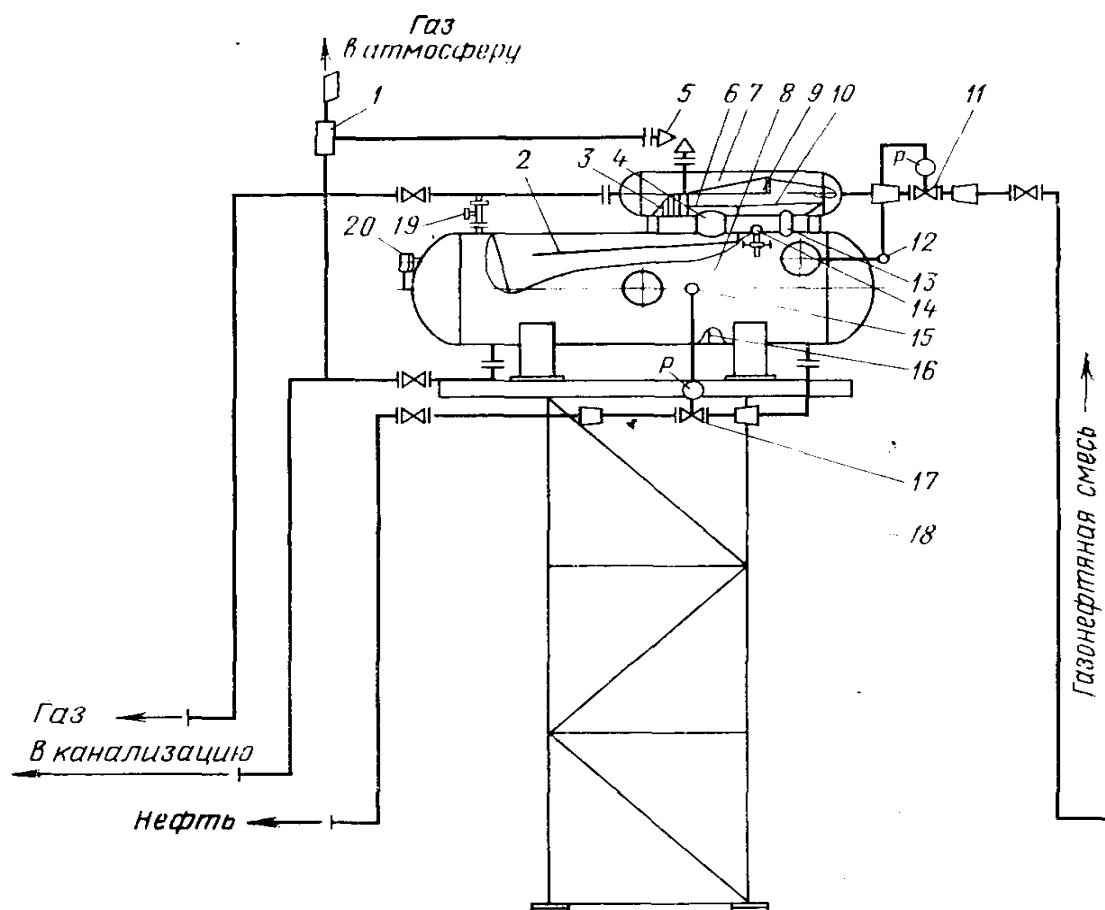


Рисунок 11. Схема автоматизированной концевой блочной

Для осаждения из нефти и удаления механических примесей в нижней емкости установлена перегородка 16. Системой автоматики предусмотрены регулирование уровня нефти в сепараторе и автоматическая защита при аварийном превышении уровня. Механический регулятор 15 с исполнительным механизмом 17, установленным на сливной линии, поддерживает заданный уровень в сепараторе. Механический регулятор 12 с исполнительным механизмом 11 на входе в сепаратор обеспечивает защиту при аварийном разливе нефти в сепараторе. Для измерения уровня нефти в сепараторе применяют буйковый уровнемер 19 типа УБ-51-04. Для сигнализации аварийного превышения уровня жидкости используют датчик 20 типа ДПУ-1, для сигнализации о предельном давлении - электроконтактный манометр 14 типа ВЭ-16-РБ.

На верхней сепарационной емкости установлен предохранительный клапан 5 для сброса газа при избыточном давлении. Для улавливания имеющихся в сбрасываемом газе капель предусмотрен расширитель 1. Автоматизированные блочные концевые сепарационные установки выпускают с пропускной способностью 1000, 2000 и 5000 м³/сут.

Автоматизированная блочная установка для сепарации и предварительного обезвоживания нефти. Блочная автоматизированная сепарационная установка типа БАС-100 позволяет уменьшить количество воды содержащейся в нефти, поступающей на установки подготовки (обезвоживания) нефти, что улучшает режим работы последних и обеспечивает значительную экономию топлива (рисунок 12).

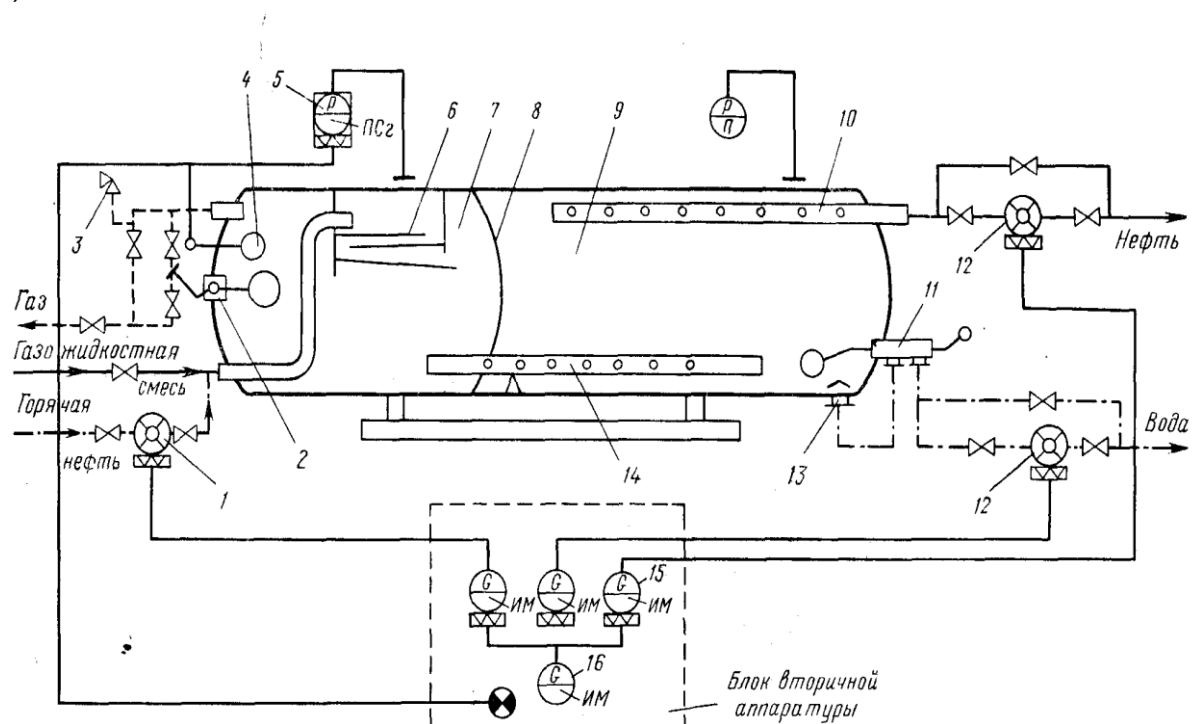


Рисунок 12. Схема автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти

Нефть после сепарационных установок смешивается с горячей пластовой водой, поступающей с установок подготовки нефти, и направляется в отсек 7 на полки 6, где из нее выделяется газ и поступает в газосборную сеть. Перепад давления между двумя

отсеками, разделенными перегородкой 8, поддерживается регулятором 2, вследствие чего частично дегазированная нефть через разделительный патрубок 14 поступает в отсек 9. Здесь регулятором 11 поддерживается заданный уровень горячей пластовой воды. При движении эмульсии через этот слой воды происходит интенсивное перемешивание, глобулы воды сталкиваются, укрупняются и осаждаются. Частично обезвоженная нефть через патрубок 10 выводится из сепаратора и направляется на установку подготовки нефти. Выделившаяся вода через патрубок 13 сбрасывается в дренажную линию. Объем поступающей и уходящей с установки нефти измеряют турбинными расходомерами 7 и 12.

Регулирование уровня водонефтяного раздела осуществляется регулятором 2 типа РУР-1. В случае аварийного разлива и превышения давления подаются аварийные сигналы соответственно датчиком предельного уровня 4 типа ДПУ-1М и электроконтактным манометром 5. При избыточном давлении в сепараторе газ сбрасывается через предохранительный клапан 3.

Автоматизированные блочные дожимные насосные станции

Если в системе промыслового сбора нефти и газа недостаточно давления для транспортирования отсепарированной нефти на установки ее подготовки, применяют дожимные насосные станции (ДНС). Схема автоматизированной блочной ДНС показана на рис.13. Нефть от групповых установок поступает в буферные емкости Е-1 и Е-2, в которых поддерживается давление, равное 0,6 МПа, обеспечивающее необходимый при перекачке газированной нефти подпор на приеме перекачивающих насосов Н-1 и Н-2. Затем с помощью насосов по напорному нефтепроводу она поступает в пункт назначения. В блочных помещениях размещены также насосы для откачки нефти, появляющейся при утечках через сальники насосов и

предохранительные клапаны. Отсепарированный газ после буферной емкости направляется на газосборную систему. Технологический процесс перекачки нефти автоматизирован.

Система контроля и управления ДНС, предназначенная для оперативного учета, поддержания заданных параметров технологического процесса и предотвращения возникновения аварийных ситуаций, обеспечивает: автоматическое регулирование пропускной способности ДНС; автоматическую защиту ее при аварийных уровнях нефти в буферных емкостях; автоматическое отключение насосов в аварийных случаях; автоматическое регулирование давления сепарации; автоматическую защиту ДНС при аварийном повышении или снижении давления в трубопроводах; автоматическую защиту газосборной линии и открытие факельной линии при аварийном повышении давления в буферных емкостях; автоматическую защиту трубопровода на приеме ДНС, газопровода после буферных емкостей и открытие линии сброса газа при прекращении электроснабжения ДНС; автоматическое регулирование температуры в помещениях щитовой, операторной и насосных станциях. Схема автоматизированной блочной дожимной насосной станции представлена на рисунке 13.

Автоматическое регулирование подачи насосов осуществляется с помощью автоматов откачки 21 и 23 типа АО-5. Если подача превышает объем нефти, поступающей в емкости за то же время, уровень жидкости в последней будет понижаться и, когда он достигнет определенного нижнего предела, автомат откачки замкнет контакт «нижний уровень». При этом включается реле времени нижнего уровня (РВНУ), которое через каждую минуту выдает импульсы продолжительностью 3-5 с. Это приводит к прикрытию установленных на выкиде насосов задвижек. Если после прикрытия задвижек уровень поднимается, автомат откачки отключит РВНУ. Если после этого поступление жидкости в емкости будет соответствовать откачке ее,

проходное сечение задвижек не будет меняться. Увеличение притока жидкости на ДНС может привести к тому, что уровень жидкости в емкостях начнет повышаться и, когда он достигнет верхнего предельного, автомат откачки включит реле времени верхнего уровня РВВУ, которое будет посылать импульсы, открывающие задвижки на выкиде насосов.

В случае аварийного превышения уровня нефти в емкостях датчики 25 и 26 типа ДПУ-1 подают сигнал, отключающий соленоиды в клапанах КСП-4. При этом сжатый воздух давлением перекроет линию входа нефти на ДНС. Одновременно на диспетчерский пункт (ДП) поступит сигнал аварии. Если уровень жидкости в буферных емкостях снизится до нижнего предельного, от ДПУ-1 поступит импульс, отключающий приводы всех насосных агрегатов. Задвижки на выкидных линиях насосов будут закрыты и на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическое регулирование давления сепарации осуществляется регулятором давления прямого действия 2 с мембранным исполнительным механизмом, установленным на линии отвода газа в газосборную сеть.

При повышении давления на входе ДНС более 0,6 МПа электроконтактный манометр подаст импульс, обесточивающий клапаны 28. При этом вход нефти на ДНС будет перекрыт и на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическая блокировка (защитное перекрытие) газосборной линии и открытие линии подачи газа на факел при аварийном превышении давления в емкости выполняются при помощи электроконтактного манометра 19, соленоидных пилотных клапанов 18 и 17 и управляемых запорных кранов, установленных на газосборной линии и на линии отвода газа на факел. При этом на ДП будет послан сигнал аварии.

Автоматическое отключение насосов ДНС при аварийном снижении давления в напорном трубопроводе осуществляется при помощи электроконтактных манометров 14 и 11, установленных на напорных линиях после основного и резервного насосов. Автоматическое отключение насосов при пожарах в помещениях нефтенасосов происходит в результате сигнала от тепловых датчиков 6 и 7 системы противопожарной защиты в блок местной автоматики, который поступает во время повышения температуры в помещении нефтенасосов до 90°C. Одновременно кран 29 перекрывает трубопровод на входе ДНС.

Автоматическая блокировка трубопровода на входе ДНС, газопровода после буферных емкостей и открытие линии сброса газа на факел при прекращении энергоснабжения ДНС выполняются при помощи соответствующих запорных кранов и клапанов 17, 18 и 28. В случае прекращения энергоснабжения ДНС соленоиды обесточиваются и через пилотные клапаны сжатый воздух поступает на запорные краны. Для автоматического регулирования температуры в помещениях щитовой и операторной применяются датчики температуры 31 и 32 типа ДТКМ-41 и нагревательные приборы типа НВС 1,2/1,0, находящиеся в щитовой и операторной. Нагревательные приборы автоматически включаются при температуре воздуха ниже +5 °С и выключаются при +20 °С.

Для предотвращения запотевания обмоток электродвигателей при их остановках в насосных помещениях устанавливают нагреватели, включающиеся при остановке насосов и поддерживающие температуру воздуха не ниже +5 °С.

На ДНС предусмотрен местный контроль: давления техническими манометрами общего назначения в напорном трубопроводе, на приеме насосов Н-1 и Н-2, на газовой линии после буферных емкостей и температуры ртутными техническими термометрами 4 на

трубопроводах нефти от насосной и газа после буферной емкости. Расход газа после буферных емкостей определяется подключением переносного дифманометра к камерной диафрагме 1.

Для измерения расхода нефти на напорном трубопроводе установлены камерная диафрагма 5 и сильфонный самопишущий дифманометр 9 типа 712Н. Уровень в буферных емкостях измеряется электронными индикаторами уровня 20 и 27 типа ЭПУ-18М.

Системой автоматики предусмотрена предупредительная звуковая и световая сигнализация при отклонениях давлений на приеме ДНС, в газосборной сети и в трубопроводе после регулятора давления. Для этого предусмотрены электроконтактные манометры 19 и 30. Предусмотрена также сигнализация при утечках в сальниках насосных агрегатов и обесточивании электрических цепей автоматики.

Поплавковые датчики уровня 10 и 13, установленные в емкостях для сбора утечек нефти, обеспечивают ее автоматическую откачку.

Контрольные вопросы

1. Дайте характеристику нефтедобывающего предприятия как объекта автоматического управления. Укажите основные принципы «Основных положений по обустройству и автоматизации нефтедобывающих предприятий».

2. Объясните принцип действия схемы автоматизации нефтяной фонтанной скважины. Какие специальные средства для этого применяют?

3. Объясните принцип действия схемы автоматизации нефтяной скважины с электропогружным насосом.

4. Каково назначение схемы автоматизации нефтяной скважины, оборудованной СКН?

5. Объясните назначение, устройство и работу схемы групповых измерительных установок типа «Спутник-А».

5. Объясните назначение, устройство и работу схемы типа «Спутник-Б».
6. Как устроена и работает групповая измерительная установка «Спутник-ВМР»?
7. Объясните схему автоматизации блочных сепарационных установок без откачки нефти типа СУ-2, с насосной откачкой - типа СУН и концевых блочных сепарационных установок.
8. Объясните принцип работы автоматизированной блочной установки для сепарации и предварительного обезвоживания нефти.
9. Каково назначение системы контроля и управления автоматизированных блочных дожимных станций (ДНС)?
10. Каким образом обеспечивается автоматическое регулирование уровня и давления на ДНС?

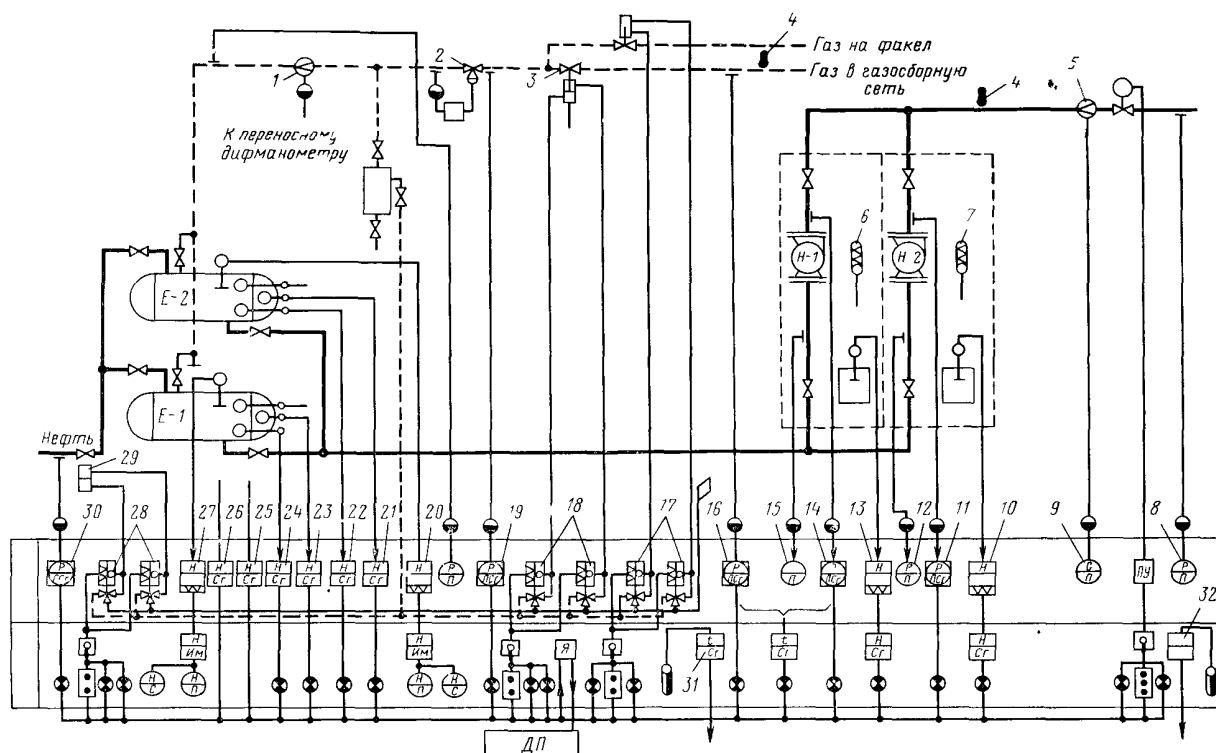


Рисунок 13. Схема автоматизированной блочной дожимной насосной станции

7.4 Примерный список вопросов, задаваемых на зачете

1. Системный подход к управлению производством.
2. Сущность автоматизации управления производством.
3. Классификация АСУ.
4. Подсистема управления технической подготовкой производства.
5. Подсистема технико-экономического планирования.
6. Подсистема оперативного управления производством.
7. Общие сведения об автоматических регуляторах: классификация, математические модели регуляторов
8. Регуляторы прямого действия.
9. Пневматические регуляторы.
10. Исполнительные устройства.
11. Теоретические основы АУ процессом бурения.
12. Фрикционные и гидравлические устройства подачи долота.
13. Забойные устройства подачи долота.
14. Электромашинные устройства подачи долота.
15. Особенности нефтедобывающих предприятий

16. Основные принципы автоматизации нефтедобывающих предприятий.
17. Типовая технологическая схема автоматизированного нефтедобывающего предприятия.
18. Автоматизация нефтяных скважин.
19. Автоматизированные групповые измерительные установки.
20. Автоматизированные сепарационные установки.
21. Автоматизированные блочные ДНС.
22. Характеристика системы поддержания пластовых давлений.
23. Автоматизированные блочные установки для очистки сточных вод
24. Автоматизация водозаборных скважин.
25. Автоматизированные блочные КНС.
26. Определение экономической эффективности АСУ.
27. Качество
28. Надежность АСУ.

8 Материально-техническое и учебно-методическое обеспечение дисциплины

8.1 Перечень учебной литературы

Наименование печатных и (или) электронных учебных изданий, методические издания, периодические издания по всем входящим в реализуемую образовательную программу учебным предметам, курсам, дисциплинам (модулям) <i>в соответствии с рабочими программами дисциплин, модулей, практик</i>		Количество экземпляров	Обеспеченность студентов учебной литературой (экземпляров на одного студента)
Электронные учебные издания, имеющиеся в электронном каталоге электронно-библиотечной системы	Иванов, Анатолий Андреевич. Автоматизация технологических процессов и производств : Учебное пособие / А. А. Иванов. - 2, испр. и доп. - Москва : ООО "Научно-издательский центр ИНФРА-М", 2026. - 224 с.	1	1
	Бородин, Иван Федорович. Автоматизация технологических процессов и системы автоматического управления : учебник для вузов / И. Ф. Бородин, С. А. Андреев. - 2-е изд., испр. и доп. - Москва : Юрайт, 2026. - 377 с.	1	1
	Еремеев, С. В. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли : учебное пособие для вузов / С. В. Еремеев. - 5-е изд., стер. - Санкт-Петербург : Лань, 2025. - 136 с.	1	1

8.2 Современные профессиональные базы данных, информационные справочные и электронно-библиотечные системы

№	Ссылка на информационный ресурс	Наименование ресурса в электронной форме	Доступность
Электронно-библиотечные системы			
1	https://dlib.eastview.com	База данных «Ивис»	Авторизованный доступ
2	https://urait.ru	Образовательная платформа Юрайт	Авторизованный доступ
3	http://www.iprbookshop.ru	ЭБС IPR SMART	Авторизованный доступ
4	http://znanium.com	ЭБС «Znanium»	Авторизованный доступ
5	https://e.lanbook.com	ЭБС «Лань»	Авторизованный доступ
6	https://lib.rucont.ru	ЭБС «Руcont»	Авторизованный доступ
7	https://ldiss.rsl.ru	Электронная библиотека диссертаций РГБ	Авторизованный доступ
Информационные справочные системы			
8	http://www.consultant.ru/	СПС КонсультантПлюс	Авторизованный доступ
Профессиональные базы данных			
9	https://ugrasu.dc-ipk.ru/docs/	Информационно-справочная система Техэксперт	Авторизованный
10	http://elibrary.ru	Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU	Авторизованный доступ

8.3 Перечень лицензионного и свободно распространяемого программного обеспечения, используемого при осуществлении образовательного процесса по дисциплине, в том числе отечественного производства

Mathcad;
 Антивирус DrWeb;
 КОМПАС-3D V18-19;

8.4 Материально-техническое обеспечение дисциплины

8.4.1 Учебная аудитория лекционного типа

компьютер/ноутбук, проектор, экран, учебная мебель, учебная доска

8.4.2 Учебная аудитория для проведения практических занятий

учебная мебель, учебная доска

8.4.3 Учебная аудитория для самостоятельной работы

учебная мебель, компьютеры с выходом в интернет и доступом к электронной информационно-образовательной среде

8.4.4 Компьютерный класс

учебная мебель, учебная доска, компьютеры с доступом в Интернет

