

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт транспорта
Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СИСТЕМ СБОРА,
ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА**

*Методические указания по выполнению курсовой работы
для обучающихся направления 20.04.01 - Техносферная
безопасность направленность: «Управление техносферной
безопасностью»
всех форм обучения*

*Составители: Д.А. Черенцов
М.Ю. Земенкова*

Тюмень
ТИУ
2022

Современные технологии систем сбора, подготовки и транспорта нефти и газа: методические указания выполнению курсовой работы для студентов направления 21.04.01 Нефтегазовое дело программы «Надежность и безопасность объектов транспорта углеводородных ресурсов» всех форм обучения; Черенцов Д.А., Земенкова М.Ю.; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК, ТИУ, 2022.– 36 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры транспорта углеводородных ресурсов
« » апреля 2022 года, протокол №22.

Аннотация

Методические указания по выполнению курсовых работ предназначены для студентов, обучающихся по направлению 21.04.01 Нефтегазовое дело программы «Надежность и безопасность объектов транспорта углеводородных ресурсов» предназначены для качественной организации самостоятельной работы студентов при выполнении заданий курсовой работы.

Приведены материалы и инструкции для выполнения курсовых работ по проектированию и эксплуатации системы нефтепроводов.

Изложены основные методики расчета, справочные материалы, примеры расчетов и построений. Представлены основные требования к структуре, содержанию курсовых работ, к оформлению и их защите.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	3
1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	4
2.ЗАДАНИЕ	7
3.ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ.....	10
4.ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ УНИФИЦИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ДНС И ДНС С УСПВ	14
5.УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ МОДУЛЕЙ И СООРУЖЕНИЙ	22
6.ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	33
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	35
ПРИЛОЖЕНИЕ А	37
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	38

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Курс «Современные технологии систем сбора, подготовки и транспорта нефти и газа» является одной из дисциплин для направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Цель изучения курса «Современные технологии систем сбора, подготовки и транспорта нефти и газа» является получение студентами теоретических знаний и практических навыков по основам проектирования кустов скважин, дожимных насосных станций (ДНС), установок предварительного сброса воды (УПСВ), центральных пунктов сбора (ЦПС), а также разработка схем сбора скважинной продукции.

Задачи изучения дисциплины. Задачей изучения дисциплины является умение студента самостоятельно разрабатывать технологические схемы ДНС, УПСВ, ЦПС, подбирать и рассчитывать необходимое оборудование, проектировать систему сбора скважинной продукции.

В результате освоения дисциплины студент должен:

-знать: основные текущие задачи отрасли и концепции развития нефтегазового комплекса страны.

-уметь: описывать технологические процессы ДНС, УПСВ, ЦПС, самостоятельно с нормативной документацией.

-демонстрировать способность и готовность: различать оборудование, выполнять монтаж нефтегазового оборудования ДНС, УПСВ, ЦПС.

Одним из этапов обучения студентов является курсовое проектирование, которое служит подготовкой к выпускной квалификационной работе.

Курсовая работа выполняется студентами самостоятельно и является практическим применением знаний, полученных при изучении специальных учебных дисциплин.

Задание для курсовой работы выдается преподавателем в начале курса. Утвержденное задание подшивается в курсовую работу и содержит исходные данные для расчётов курсовой работы.

Курсовая работа должна содержать 3 основных части пояснительной записки:

- 1) вводную часть – общая характеристика объекта,
- 2) технологическую часть - разработка технологической схемы объекта;

- 3) расчётно-аналитическую часть - подбор и расчет основного оборудования с обоснованием предлагаемых моделей, а также **графическую часть** – лист формата А1 с технологической схемой объекта и другими результатами моделирования.

Пояснительная записка курсовой работы может содержать произвольное количество глав на усмотрения автора работы по согласованию с преподавателем. Оформление работы осуществляется согласно учебному пособию [17].

Выполненная работа должна содержать оглавление (содержание), введение, заключение, список использованных источников. При использовании источника ссылка оформляется согласно требованиям ГОСТ Р 7.0.5-2008. Список источников должен содержать не менее 10 наименований и не менее 50% источников ТИУ.

Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления

Для успешного и качественного выполнения задания необходимо изучить комплекс материалов из списка рекомендуемых источников настоящих указаний. Современный сортамент трубопроводных материалов или насосно-силовых агрегатов может быть определен с помощью онлайн источников: каталогов, характеристик, паспортов с указанием соответствующей ссылки. Курсовая работа представляется к защите в распечатанном и подшитом виде (для студентов дистанционной формы в электронном). Курсовая работа оформляется в соответствии с требованиями

ЕСКД, графический лист сворачивается до формата А4. В большой рамке обязательно ставится дата сдачи работы и подпись студента.

В процессе курсового проектирования студенты должны пользоваться не только учебниками и учебными пособиями, но главным образом, справочным материалом, каталогами, нормативной литературой и типовыми технологическими схемами.

При разработке курсовой работы (проекта) необходимо руководствоваться требованиями о максимальной индустриализации и механизации строительно-монтажных работ, снижении стоимости и сокращении сроков строительства, повышении его качества.

Основным учебно-методическим требованием, предъявляемым при курсовом проектировании, является умение самостоятельно работать с технической литературой, применять полученные знания при решении задач по разработке технологических схем ДНС, УПСВ и ЦПС.

До начала работы необходимо ознакомиться с литературой по соответствующей теме, подобрать необходимый материал.

К рекомендуемой литературе относятся:

1. Государственные общесоюзные стандарты (ГОСТ) и отраслевые стандарты (ОСТ);

2. Строительные нормы и правила (СНиП) в четырех частях: каждая часть состоит из отдельных глав, имеющих названия, специальный шифр (например, СНиП III-18-75 означает ч. III, глава 18, год издания 1975) По структуре СНиПа часть I- Общие положения, часть II - Нормы проектирования, часть III - Правила производства и приемки работ, часть IV - Сметные нормы;

3. Инструкции и указания, дополняющие и развивающие главы СНиП. Имеют шифр, номер и год издания (например, СН-44-72 «Нормы продолжительности строительства предприятий и сооружений» 1972);

4. Учебники и учебные пособия;

5. Справочная. Она используется для уточнения характеристик основного и вспомогательного оборудования, вариантов конструктивных деталей, эксплуатационных качеств оборудования;

6. Каталоги и альбомы типовых конструкций и монтажных узлов. Как и нормативная литература, они относятся к основным пособиям по проектированию.

Оформление расчётно-пояснительной записки.

Расчётно-пояснительная записка является обязательной составной частью каждого проекта и представляется вместе с графикой соблюдением правил графического оформления установленных масштабов и условных обозначений, предусмотренных ЕСКД.

На чертежах указывают размеры и делают поясняющие надписи, необходимые для получения полного представления о здании, подсчета

объемов работ и для выполнения конструкции в натуре. Размеры в планах и разрезах зданий проставляют в миллиметрах; на генеральных планах в метрах с точностью до 0,1; на рабочих чертежах деталей и конструктивных элементов в миллиметрах; высотные отметки - в метрах с точностью до 0,01. Размерные линии заканчивают стрелками или засечками под углом 45°. Титульный лист представлен в Приложении А. Пояснительная записка выполняется на листах белой бумаги форматом А4 (210 x 297 мм) с одной стороны, ориентация – книжная. Все слова пишутся полностью, сокращения кроме общепринятых не допускаются.

Расстояние от рамки до границ текста должно быть в начале и конце строк не менее 5 мм. Расстояние от верхней или нижней строки текста до верхней или нижней рамки должно быть не менее 10 мм.

Абзацы в тексте начинают отступом, равным 12,5 – 15 мм.

Шрифт – Times New Roman 14 пт., начертание – обычное (в порядке исключения, для выделения текстового объекта – курсив), цвет – черный, интервал междустрочный – полуторный, выравнивание – по ширине.

В пояснительной записке к курсовому проекту выполняются рамки с основной надписью согласно ГОСТ 2.104 (Приложение Б).

Все листы должны иметь рамки, отстоящие от левого края листа на 20 (для удобства брошюровки), а от остальных краев на 5 мм. В правом углу каждого листа ставят основную надпись определенной формы и размеров. При этом необходимо соблюдать следующие основные положения:

1. На первых листах располагают общие чертежи (планы, разрезы, фасады, план участка), на последующих листах детали, т.е. планы перекрытий и кровли, чертежи узлов.

2. При размещении отдельных узлов верхние узлы располагают над нижними (неправильно, например, размещать детали фундаментов над деталями карниза).

3. Примечание, спецификации, таблицы, технико-экономические показатели размещают над штампом.

По строительной части здания и сооружения разрабатывают фасады и планы в масштабе 1:200 и 1:400, разрезы в масштабе 1:200. При разработке архитектурно-планировочных и строительных чертежей необходимо руководствоваться унифицированными габаритными схемами и номенклатурной сборных конструкций, промышленных зданий.

По монтажной части разрабатывают планы и разрезы зданий с расположением основного технологического оборудования с нанесением мест расположения вентиляционных камер, в масштабе 1:200 и 1:400, монтажные чертежи технологических трубопроводов и запорной арматуры в масштабе 1:100 и 1:200.

2. ЗАДАНИЕ

Вариант 1 - Выполнить проект ДНС со следующими исходными данными: физико-химические свойства, фракционный и компонентный состав, условиями эксплуатации месторождения, требования к продукции.

Вариант 2 - Выполнить проект УПСВ со следующими исходными данными: физико-химические свойства, фракционный и компонентный состав, условиями эксплуатации месторождения, требования к продукции.

Основные исходные данные по физико-химическим свойствам флюидов:

Таблица 2

Физико-химическая характеристика разгазированной нефти

Наименование параметра	Среднее значение
Плотность, кг/м ³	851,0
Вязкость, мПа*с	
при 20 °С	16,6
при 50 °С	6,7
Молярная масса, г/моль	233,0
Температура застывания, °С	-22,0
Температура начала кипения, °С	88,0
Температура плавления парафина, °С	55,0
Массовое содержание, %	
Серы	1,1
Смол силикагелевых	6,8
Асфальтенов	1,3
Парафинов	2,5
Воды	0,6
Фракционный состав, %	
До 100 °С	
До 150 °С	8,9
До 200 °С	18,7
До 300 °С	41,3
До 350 °С	55,0

Таблица 3

Свойства нефти

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон значений	Среднее значение
1	2	3	4
1	Пластовое давление, МПа	20,0 – 30,0	24,3

2	Пластовая температура, °С	80,0 -99,0	86,0
3	Давление насыщения газом, МПа	2,70 - 14,20	9,5
4	Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	29,5 - 100,3	71,2

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
5	Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		
6	P ₂ = 0,432 МПа T ₂ = 10 °С	1,8 - 3,3	2,4
	P ₁ = 0,790 МПа T ₁ = 18 °С	32,2 - 52,1	47,7
7	P ₃ = 0,384 МПа T ₃ = 40 °С	1,2 - 1,9	1,6
8	P ₄ = 0,103 МПа T ₄ = 30 °С	6,4 - 11,1	8,6
9	Суммарное газосодержание, м ³ /т	25,1 – 82,4	60,3
10	Плотность пластовой нефти, кг/м ³	726,0 – 830,0	769
11	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,74 – 1,73	1,13
12	Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10 ⁻⁴	10 - 15	12,6
13	Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	1,09 – 1,31	1,23
14	Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	1,05 – 1,24	1,17
15	Плотность разгазированной нефти при Дифференциальном разгазировании, кг/м ³	832,0 – 860,0	851,0
16	Число скважин (исследований)	47 (51)	

Таблица 4

Компонентный состав пластовой нефти

Наименование компонентов	Содержание, % мольн.
Сероводород	Отсутствует
Углекислый газ	0,80
Азот +редкие	0,41
Метан	25,38
Этан	5,52
Пропан	7,66
Изобутан	1,04
Норм. бутан	4,50
Изопентан	1,30
Норм.пентан	2,79
Остаток (С ₆ +высшие)	50,60

Молекулярная масса	130
Плотность нефти, кг/м ³	769
Газовый фактор, м ³ /т	81,8

Таблица 5

Свойства попутно-добываемой воды

Наименование параметров	Значение
Общая минерализация, г/л	19,75
Плотность, кг/м ³	1010,0
Содержание ионов, г/л	
Cl-	10,97
SO ₄ ²⁻	0,100
HCO ₃ ⁻	1,190
Ca ²⁺	0,0452
Mg ²⁺	0,0156
Na ⁺ +K ⁺	7,430
pH	8,61

Исходные данные по условиям эксплуатации месторождения:

- температура поступающей ГЖС – 20,0 – 25,0 °С;
- давление поступающей ГЖС – 0,6 – 0,8 МПа;
- содержание воды в поступающей продукции – 60,0 %;
- часть продукции поступает от ДНС, часть – от близлежащих кустов – под давлением скважин.

Требования к подготавливаемой продукции:

- остаточное содержание воды в нефти менее 0,5 %;
- содержание нефтепродуктов и механических примесей в воде – до 50,0 мг/л.

Давление на выходе УПСВ:

- газа (для обеспечения бескомпрессорного транспорта) – 0,5 МПа;
- воды (для обеспечения подачи на КНС) – 1,0 МПа.

Содержание расчётно-пояснительной записки

1. Введение
2. Определение исходных данных.
3. Разработка технологической схемы ДНС/УПСВ.
4. Подбор и расчет основного оборудования ДНС/УПСВ.
5. Спец. задание.
6. Заключение.

7. Список использованных источников.

Содержание графической части

1. Технологическая схема ДНС/УПСВ (формат А1).

3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

3.1. Общие положения

Технологические схемы ДНС и УПСВ должны создаваться по блочно-модульному принципу, базовыми элементами которого являются технологические модули (блоки), отвечающие требованиям ВНТП 01/87/04, ОСТ 26.260.18.

Технологические схемы объектов выполняются унифицированными с целью их возможного использования на различных месторождениях в соответствии с заданными условиями эксплуатации и свойствами продукции скважин.

Унифицированные технологические схемы должны обеспечивать структурную и технологическую гибкость системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды, т.е. способность системы сохранять заданное функционирование при изменении внутренних и внешних параметров. Технологическая гибкость характеризуется способностью технологического объекта сохранять заданное функционирование при изменении технологических параметров (режимов) работы оборудования, например, за счет использования многофункционального оборудования. Структурная гибкость характеризуется способностью видоизменения системы за счет использования модульного принципа.

Основные технологические процессы, реализуемые на ДНС и УПСВ:

- сепарация нефтегазоводяной смеси;
- предварительное обезвоживание нефти (предварительный сброс воды);
- очистка (подготовка) отделенной пластовой воды;
- транспортировка нефти и пластовой воды.

Вспомогательные процессы:

- обработка продукции химическими реагентами;
- нагрев продукции.

3.2. Требования к процессу предварительного отбора газа

Процесс предварительного отбора газа реализуется в специальном сепарационном модуле, размещаемом на входе в сепарационную установку.

Технологическая гибкость модуля предварительного отбора газа обеспечивается путем:

- использования входных трубопроводов увеличенного диаметра для возникновения процесса расслоения газожидкостных смесей, до входа в данный технологический модуль;
- использования технологических методов воздействия на газожидкостную смесь с целью изменения физико-химических свойств;
- использования устройств предварительного отбора газа (УПОГ) или многофункциональных аппаратов (сепараторов со встроенными устройствами отделения капель жидкости от газа).

Структурная гибкость модуля сепарации достигается путем компоновки единицами стандартного ряда типового технологического оборудования, в зависимости от требуемой производительности.

3.3. Требования к процессу сепарации нефтегазоводных смесей

Процесс сепарации реализуется в сепарационных модулях или блоках. Технологическая гибкость модуля сепарации обеспечивается путем:

- использования типовых технологических вариантов компоновки, обеспечивающих процесс сепарации для ГЖС с заданными физико-химическими свойствами;
- использования технологических методов воздействия на газожидкостную смесь с целью изменения физико-химических свойств;
- использования многофункциональных аппаратов (сепараторов со встроенными устройствами отделения капель жидкости от газа).

Структурная гибкость модуля сепарации достигается путем компоновки типовым технологическим оборудованием, выбираемым из стандартного ряда в зависимости от требуемой производительности.

Процесс сепарации в технологической системе происходит последовательно в несколько ступеней, которые могут находиться как в одном, так и в разных технологических объектах системы, например, первая и вторая ступени - в составе ДНС, третья и концевая ступень – в составе УПСВ.

Первая ступень, на которой отделяется основное количество попутно-добываемого газа, реализуется в модуле сепарации, а вторая и последующие ступени могут входить и в состав модуля сепарации, и в состав модуля предварительного обезвоживания и модуля подготовки воды.

Состав основного оборудования МС зависит главным образом от газового фактора нефти. При низких газовых факторах (менее 60 $\text{нм}^3/\text{м}^3$) МС может состоять из одного (НГС) или двух (НГС-ГС) элементов. При высоких газовых факторах (от 100 до 400 $\text{нм}^3/\text{м}^3$) МС выполняется из трех

элементов - УПОГ-НГС-ГС. При сверхвысоких газовых факторах продукции – свыше $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (эксплуатация подгазовых зон, газлифтный способ эксплуатации) модуль сепарации комплектуется ВС (ВС-НГС-ГС).

Критерием выбора объема основного элемента модуля сепарации – НГС – является рекомендуемое время пребывания жидкости в аппарате. Все технологические варианты МС разрабатываются на базе нормального типового ряда аппаратов объемом 16, 25, 50, 100, 150 м³ на рабочее давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0 МПа.

Рекомендуемое время пребывания жидкости в аппарате зависит от физико-химических свойств нефти и водонефтяных эмульсий и может быть определено по таблице 6.

Таблица 6

Время пребывания жидкости в НГС

Тип нефтей	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти кинематическая, мм ² /с	Обводненность, %	Время пребывания жидкости в нгс, мин
Легкая	до 850	до 10	до 30*	до 5
Средняя	850-890	10 – 45	до 30	5 – 10
Тяжелая	более 890	более 45	до 30	10 – 30
Пенистая	-	-	до 30	10-30

3.4. Требования к процессу предварительного обезвоживания нефти

Процесс предварительного обезвоживания реализуется в модулях (блоках) предварительного обезвоживания.

Технологическая гибкость МПО обеспечивается путем:

- использования встроенных и выносных устройств в аппаратах для разрушения водонефтяных эмульсий;
- использования термохимических и иных методов воздействия на водонефтяную смесь с целью изменения устойчивости водонефтяных эмульсий;
- использования многофункциональных аппаратов (сепараторов-водоотделителей).

Структурная гибкость МПО достигается путем компоновки типовыми аппаратами в зависимости от требуемой производительности. Процесс предварительного обезвоживания в технологической системе может происходить, в несколько ступеней обезвоживания в зависимости от физико-химических параметров входящего потока. В некоторых случаях (при обводнённости продукции свыше 60%) процесс может производиться в две ступени, которые могут находиться как в одном, так и в разных технологических объектах системы.

Основным элементом МПО является отстойник нефтяной (ОН), аппарат в котором происходит отделение попутно-добываемой воды от нефти.

Критерием выбора объема ОН является время отстаивания (время пребывания жидкости в отстойной зоне аппарата). Все технологические варианты МПО разрабатываются на базе нормального типового ряда аппаратов объемом 25, 50, 100, 200 м³ на рабочее давление 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0 МПа.

Рекомендуемое время пребывания жидкости в ОН зависит от физико-химических свойств нефти и водонефтяных эмульсий и может быть определено по таблице 2.

Таблица 7

Время пребывания жидкости в ОН

Тип нефтей	Плотность нефти, кг/м ³	Вязкость нефти кинематическая, мм ² /с	Обводненность, %	Время пребывания жидкости в он, мин
Легкая	до 850	до 10	до 30	до 15*
Средняя	850-890	10 – 45	до 30	15-30
Тяжелая	более 890	более 45	до 30	30-60
Пенистая	-	-	до 30	30-60
Примечание: * - При обводненности продукции в пределах 30-60 % время пребывания жидкости в ОН для легких и средних нефтей должно быть увеличено в 1,5 раза, для тяжелых нефтей – в 2 и более раза.				

3.5. Требования к процессу подготовки подтоварной воды

Модуль (блок) или сооружения по подготовке воды находятся в составе ДНС с УПСВ и предназначены для осуществления процесса очистки (подготовки) попутно-добываемой воды до требуемого содержания в ней механических примесей и нефтепродуктов.

Технологическая гибкость МОВ обеспечивается путем:

- использования встроенных и выносных секций в аппаратах подготовки воды для интенсификации процесса коалесценции нефтяных глобул;
- использования химического метода воздействия на подготавливаемую воду.

Структурная гибкость МОВ достигается путем компоновки типовыми аппаратами в зависимости от требуемой производительности.

Стадия отстаивания в аппаратах-отстойниках попутно-добываемой воды, отделенной в процессе предварительного обезвоживания и подготовки нефти.

Процесс подготовки воды в технологической системе происходит в одну или несколько ступеней в зависимости от содержания нефтепродуктов и механических примесей в подготовленной воде.

Основным элементом первой ступени водоподготовки модуля подготовки и транспорта воды является аппарат-отстойник (ОС) в котором происходит отделение механических примесей и нефти из попутно-добываемой воды. Допустимое содержание механических примесей и нефтепродуктов, после первой ступени обработки воды составляет 30-50 мг/л. При низкой проницаемости пластов, допустимое содержание механических примесей и нефтепродуктов может составлять 5-10 мг/л.

Вторая ступень водоподготовки заключается в окончательной дегазации подтоварной воды (при давлении 0,005 МПа), что необходимо для обеспечения стабильной работы насосов откачки воды.

4. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ УНИФИЦИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ДНС И ДНС С УСПВ

4.1. Технологические схемы ДНС

4.1.1. Базовый вариант

Базовый вариант технологической схемы ДНС должен состоять из модуля предварительного отбора газа, модуля сепарации и модуля транспорта нефти.

4.1.2. Унифицированная технологическая схема (Группы 1 и 2)

Месторождения группы 1 и группы 2 представлены легкими нефтями, с плотностью до 850 кг/м³, показателем кинематической вязкости при 200С до 10 мм²/с и газовым фактором не более 100 м³/м³. Дополнительный нагрев для сепарации нефтей данных месторождений не требуется, а небольшой газовый фактор позволяет исключить из схемы модуль предварительного отбора газа.

Для нефтей месторождений Группы 1 и Группы 2 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС:

- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.1.3. Унифицированная технологическая схема (Группа 3)

Месторождения группы 3 представлены легкими нефтями, с плотностью до 850 кг/м³, показателем кинематической вязкости при 20⁰С до 10 мм²/с и газовым фактором более 100 м³/ м³. Дополнительный нагрев для

сепарации нефтей данных месторождений не требуется, но необходима реализация процесса предварительного отбора газа.

Для нефтей месторождений Группы 3 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС:

- модуль предварительного отбора газа в составе УПОГ;
- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.1.4. Унифицированная технологическая схема (Группа 4)

Месторождения группы 4 представлены средними нефтями, с плотностью от 850 до 890 кг/м³, показателем кинематической вязкости при 200С от 10 до 45 мм²/с и газовым фактором до 100 м³/м³. Для транспорта нефтей данных месторождений требуется дополнительный нагрев, реализуемый в модуле подогрева продукции.

Для нефтей месторождений Группы 4 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС:

- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;
- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.1.5. Унифицированная технологическая схема (Группа 5)

Месторождение группы 5 представлено средней нефтью, с плотностью от 850 до 890 кг/м³, показателем кинематической вязкости при 200С от 10 до 45 мм²/с и газовым фактором более 100 м³/м³. Для сепарации нефти данного месторождения требуется реализация процесса предварительного отбора газа. Для транспорта нефти требуется дополнительный нагрев, реализуемый в модуле подогрева продукции.

Для нефти месторождения Группы 5 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС:

- модуль предварительного отбора газа в составе УПОГ;
- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;

- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.1.6. Основные унифицированные технологические схемы ДНС

4.1.6.1. С раздельным транспортом газа и жидкости (ДНС-I)

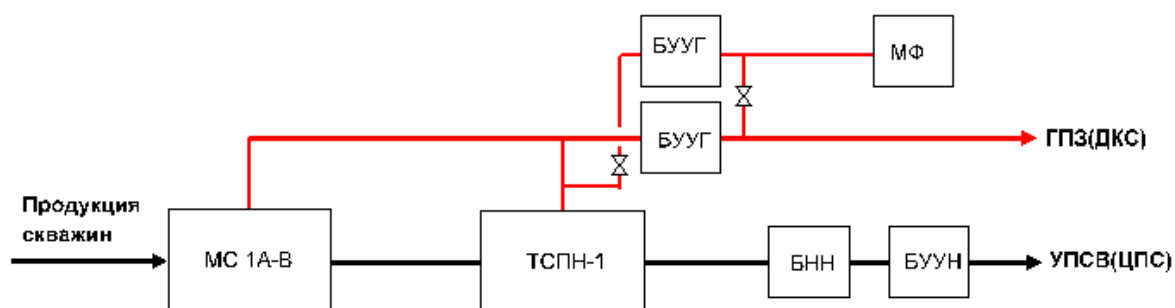


Рис.1. Схема ДНС при естественной температуре.

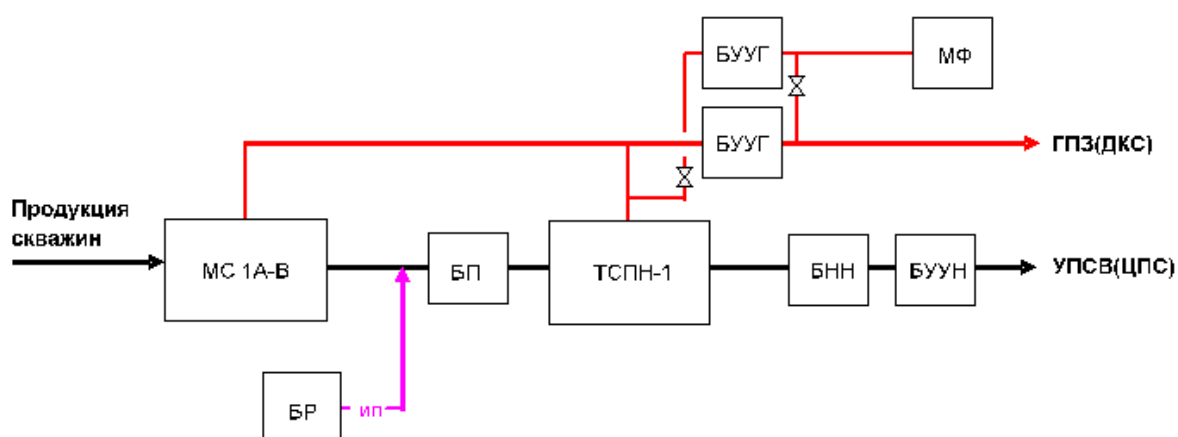


Рис.2. Схема ДНС с подогревом продукции (транспорт высокотазывающих нефтей)

4.1.6.2. С совместным транспортом газа и жидкости (ДНС-II)

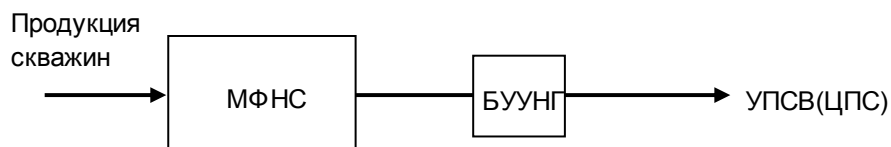


Рис.3. Мультифазная насосная станция (ДНС-II-1)

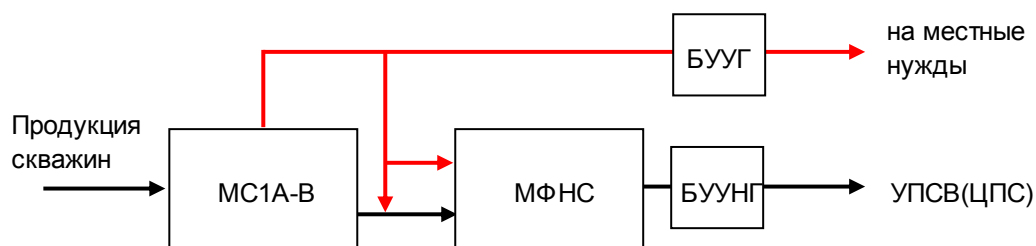


Рис.4. Мультифазная насосная станция с отбором газа для местных нужд (ДНС-II-2)

4.2. Технологические схемы ДНС с УПСВ

4.2.1. Базовый вариант

Базовый вариант технологической схемы ДНС с УПСВ должен состоять из модуля предварительного отбора газа, модуля сепарации, модуля транспорта нефти, модуля предварительного обезвоживания и модуля водоподготовки и транспорта воды.

4.2.2. Унифицированная технологическая схема (Группы 1 и 2).

Для нефтей месторождений Группы 1 и Группы 2 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС с УПСВ:

- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;
- модуль предварительного обезвоживания в составе блока реагентов и отстойников нефти;
- модуль водоподготовки и транспорта воды в составе отстойников пластовой воды, буферных емкостей и насосной откачки пластовой воды;
- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.2.3. Унифицированная технологическая схема (Группа 3)

Для нефтей месторождений Группы 3 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС с УПСВ:

- модуль предварительного отбора газа в составе УПОГ;
- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;

- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;
- модуль предварительного обезвоживания в составе блока реагентов и отстойников нефти;
- модуль водоподготовки и транспорта воды в составе отстойников пластовой воды, буферных емкостей и насосной откачки пластовой воды;
- модуль транспорта продукции в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.2.4. Унифицированная технологическая схема (Группа 4)

Для нефтей месторождений Группы 4 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС с УПСВ:

- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;
- модуль предварительного обезвоживания в составе блока реагентов и отстойников нефти;
- модуль водоподготовки и транспорта воды в составе отстойников пластовой воды, буферных емкостей и насосной откачки пластовой воды;
- модуль транспорта продукции в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.2.5. Унифицированная технологическая схема (Группа 5)

Для нефти месторождения Группы 5 следует применять следующий состав технологической схемы ДНС с УПСВ:

- модуль предварительного отбора газа в составе УПОГ;
- модуль сепарации в составе нефтегазосепараторов НГС и газосепаратора ГС;
- модуль предварительного обезвоживания в составе блока реагентов и отстойников нефти;
- модуль водоподготовки и транспорта воды в составе отстойников пластовой воды, буферных емкостей и насосной откачки пластовой воды;
- модуль подогрева продукции в составе путевых подогревателей;

- модуль транспорта нефти в составе буферных емкостей и насосной откачки нефти;
- аварийный резервуарный парк.

4.2.6. Основные унифицированные технологические схемы УПСВ

4.2.6.1. С совместным транспортом газа и частично обезвоженной нефти (УПСВ-I)

а) С транспортом за счет давления скважин с использованием простых модулей (УПСВ-I-1)

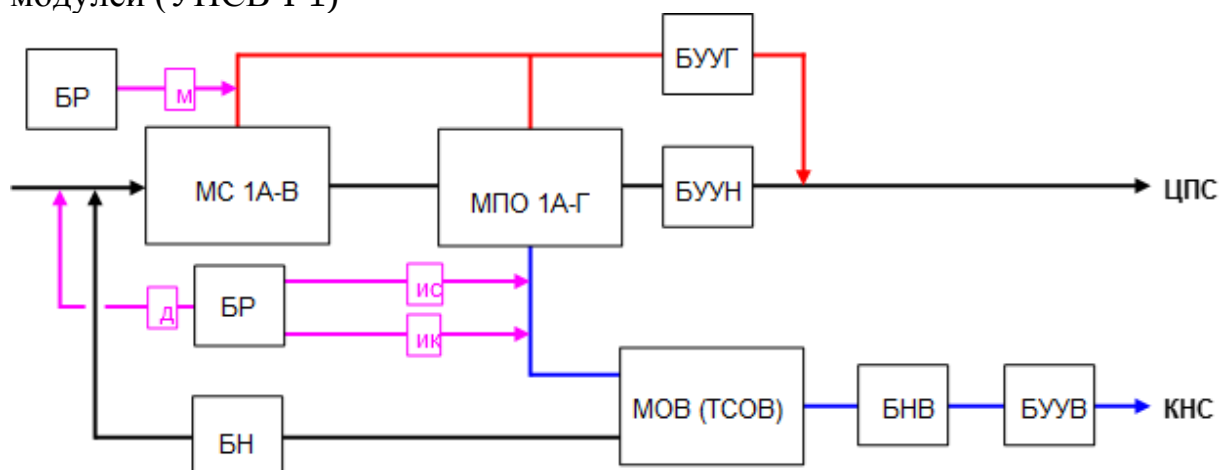


Рис.5. УПСВ-I-1 с транспортом за счет давления скважин с использованием простых модулей

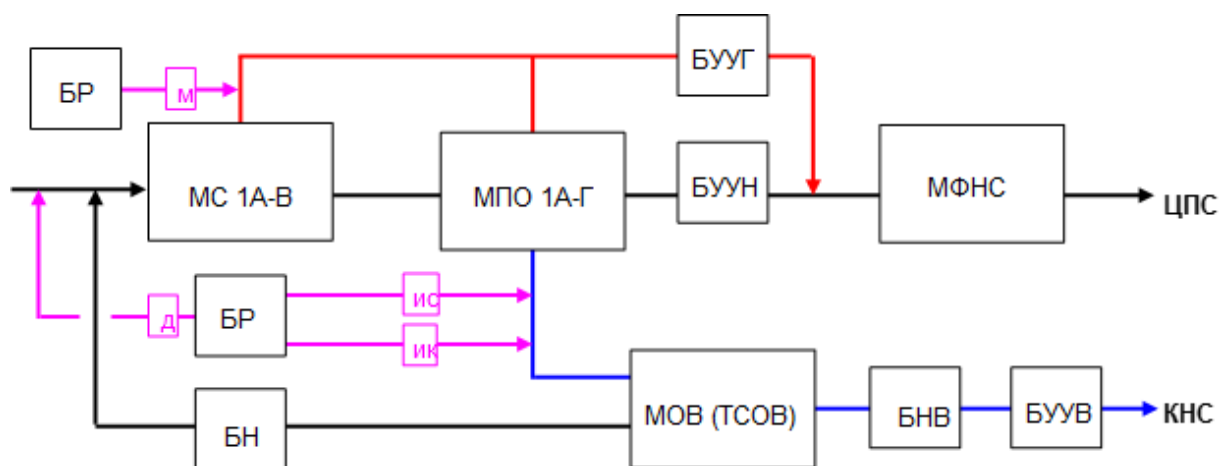


Рис.6. УПСВ-I-2 с транспортом с помощью МФНС с использованием простых модулей

4.2.6.2. С раздельным транспортом газа и частично обезвоженной нефти (УПСВ-II) (без подогрева продукции)



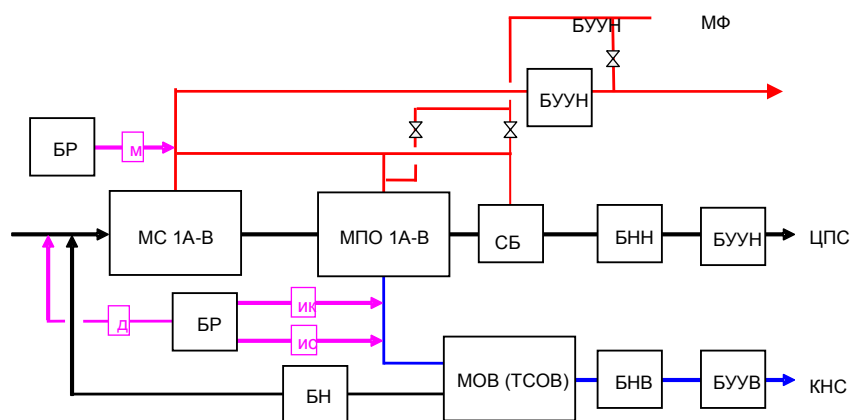


Рис.7. УПСВ-II-1 с транспортом газа под давлением ступени сепарации.

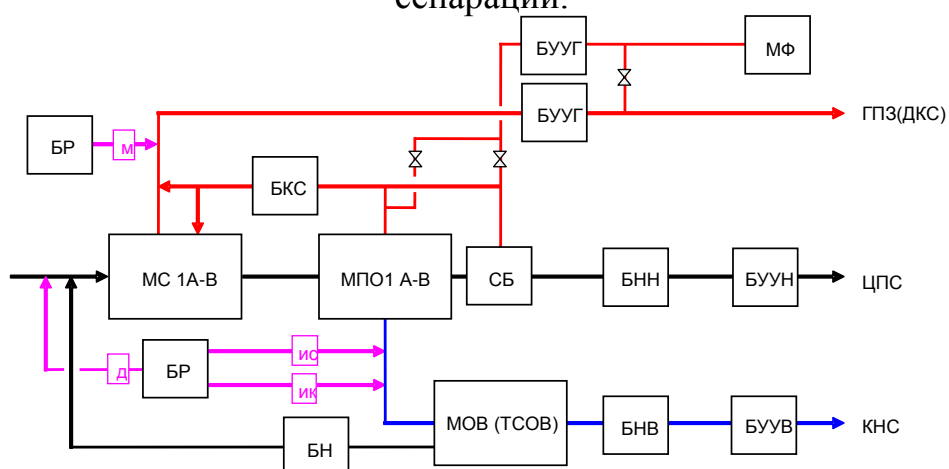


Рис.8. УПСВ-II-2 с транспортом газа под давлением ступени сепарации с компримированием газа низкого давления.

5. УНИФИЦИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ МОДУЛЕЙ И СООРУЖЕНИЙ

Технологические схемы модулей сепарации первой ступени (МС 1)

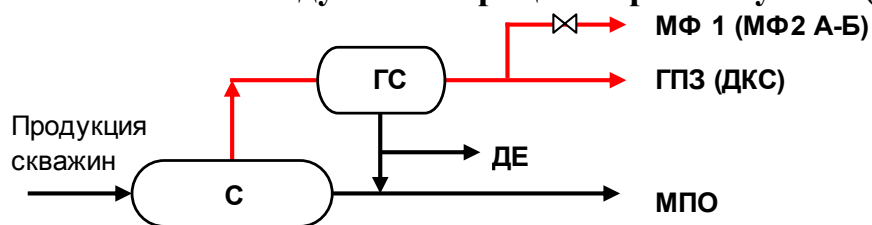


Рис.9. МС 1А - для нефтей с ГФ менее 60 нм³/м³

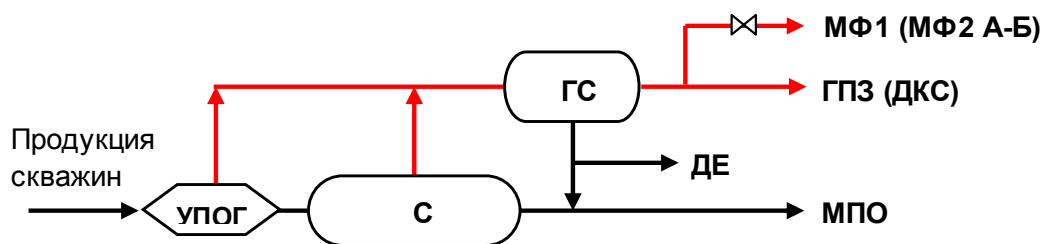


Рис.10. МС 1Б - для нефтей с ГФ 60 - 400 нм³/м³

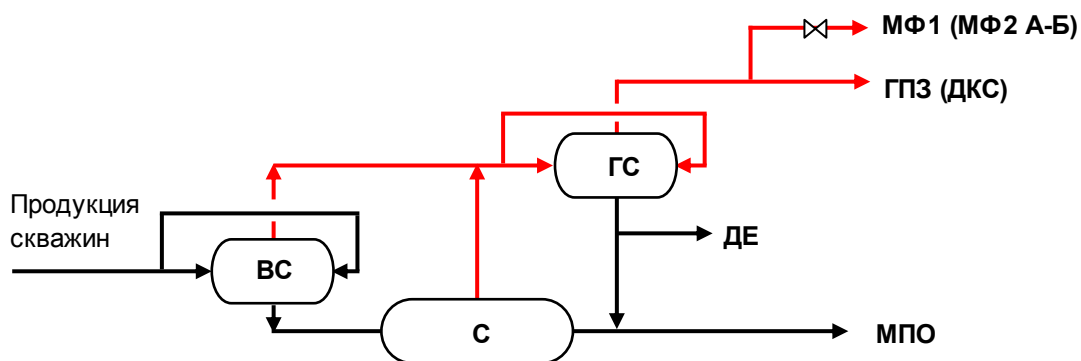


Рис.11 МС 1В -для нефтей с ГФ 60 - 400 нм³/м³ ()

Предварительное обезвоживание в одну ступень (МПО 1)

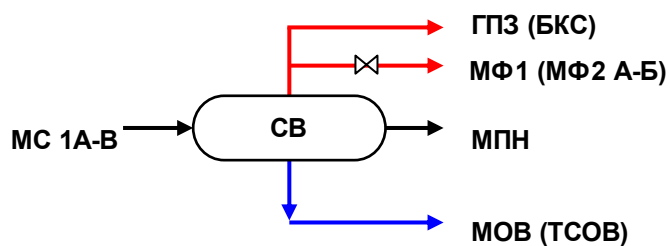


Рис.12. Сепаратор-водоотделитель (МПО 1А)

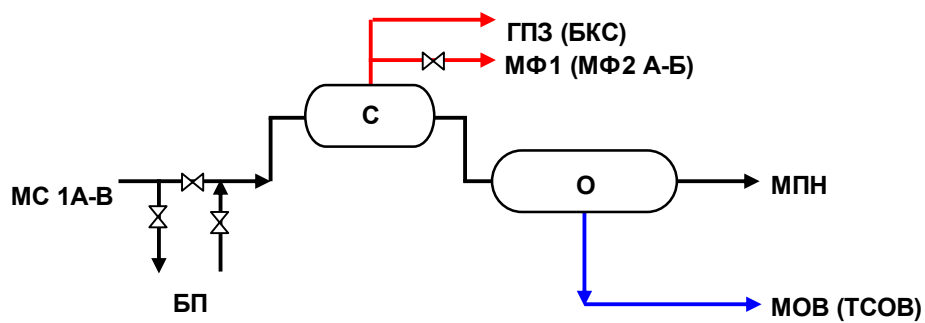


Рис.13. Сепаратор и отстойник (МПО 1Б)

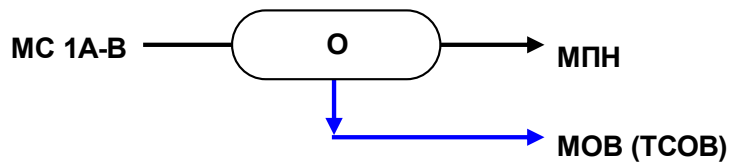


Рис. 14. Отстойник (МПО 1В)

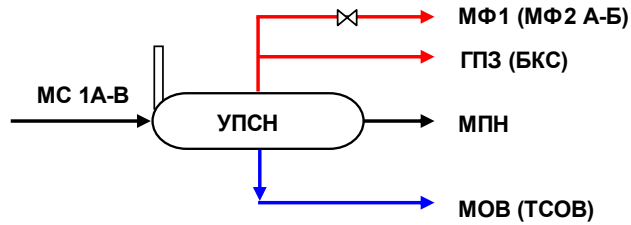


Рис. 15. Сепаратор-водоотделитель с подогревом (МПО 1Г)

Предварительное обезвоживание в две ступени (МПО2)

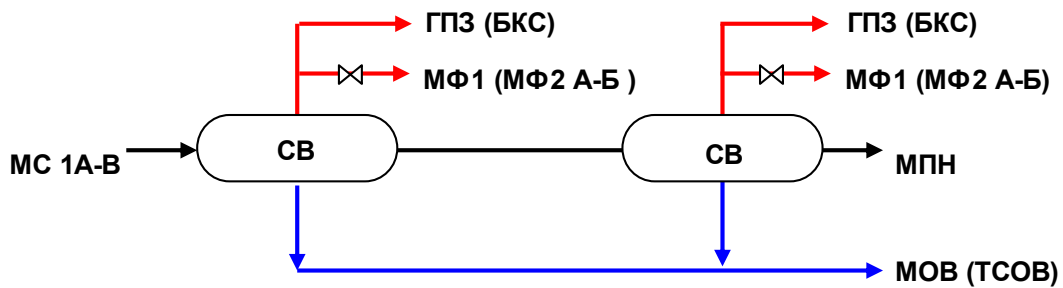


Рис. 16. Сепаратор - водоотделитель - сепаратор – водоотделитель (МПО 2А)

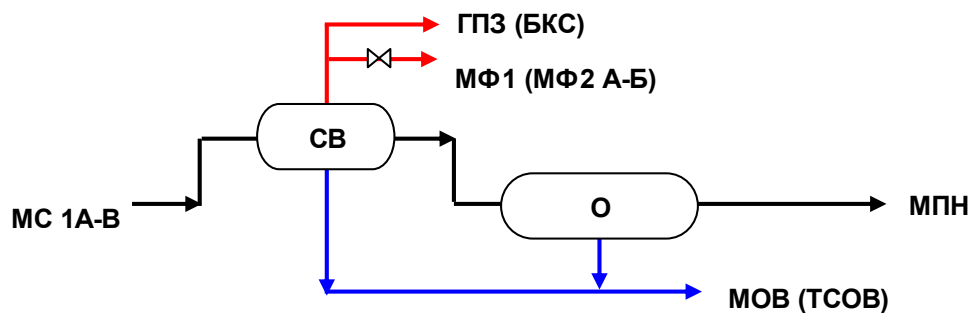


Рис.17. Сепаратор - водоотделитель - отстойник (МПО 2Б)

Технологические схемы простых МПН

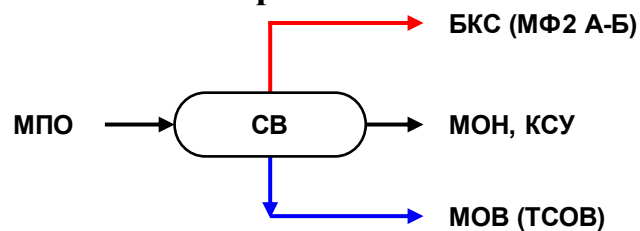


Рис.18. Сепаратор-водоотделитель (МПН 1А)

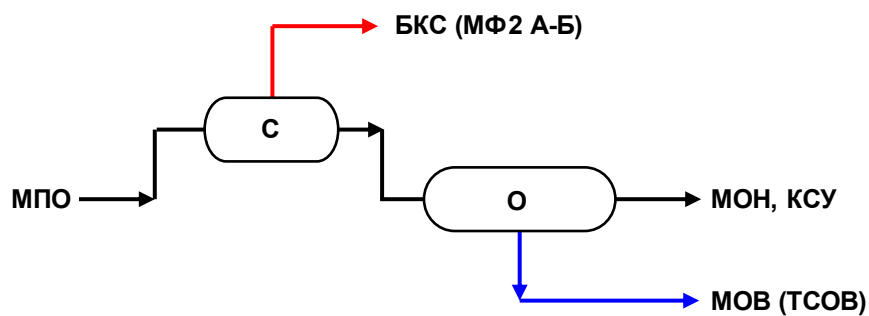


Рис.19. Сепаратор и отстойник (МПН 1Б)

Технологические схемы совмещенных модулей окончательного обезвоживания и сепарации (МПНС 1)

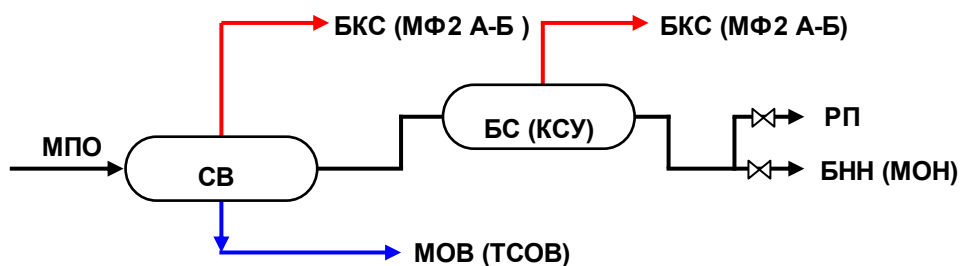


Рис.20. Сепаратор-водоотделитель (МПНС 1А)

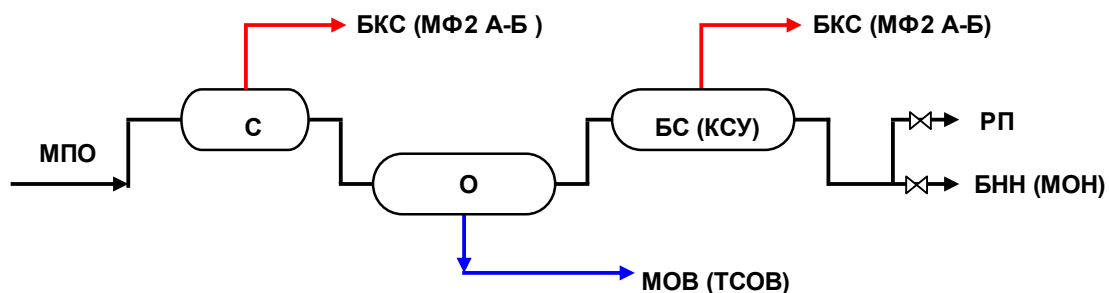


Рис. 21. Сепаратор и отстойник (МПНС1Б)

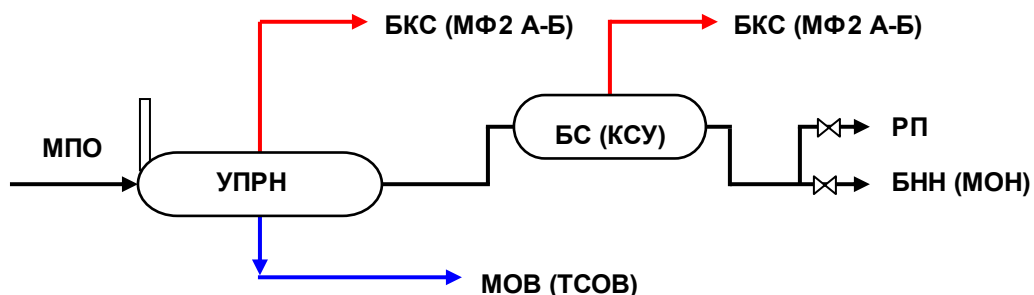


Рис.22. Совмещенные модули сепарации, нагрева и окончательного обезвоживания (МПНС 2)

Технологические сооружения для подготовки, приема и хранения нефти (ТСПН)

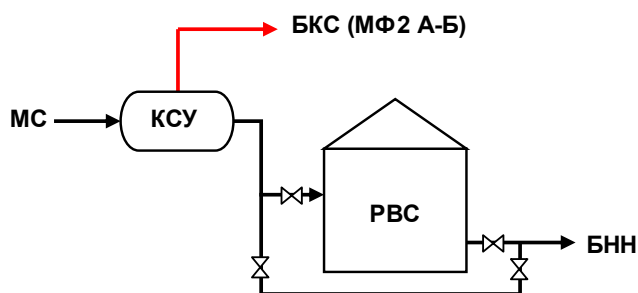


Рис.23. Аварийный нефтяной резервуар (ТСПН 1)

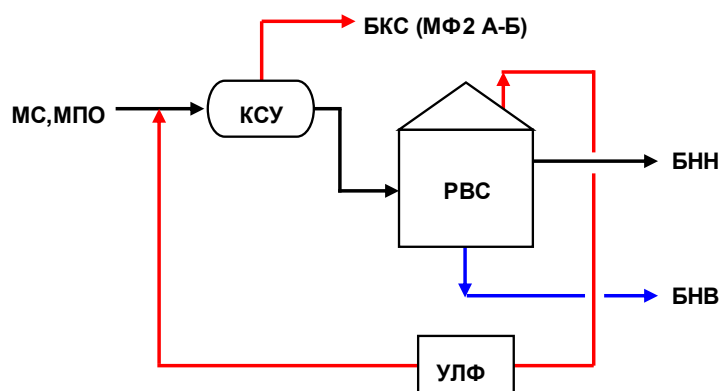


Рис. 24. Технологический нефтяной резервуар (ТСПН 2)

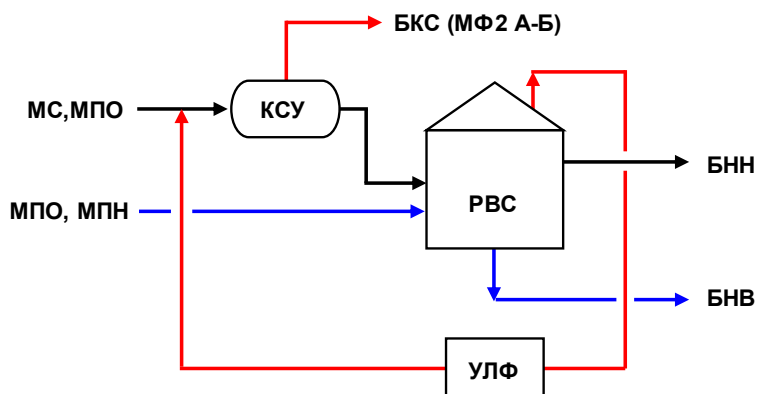


Рис. 25. Технологический совмещенный нефтяной резервуар (ТСПН 3)

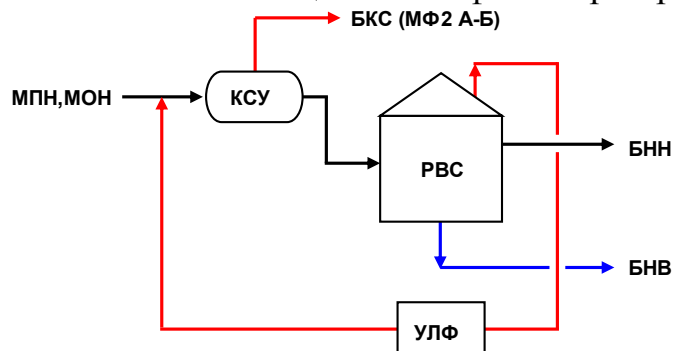


Рис. 26. Товарный резервуар (ТСПН4)

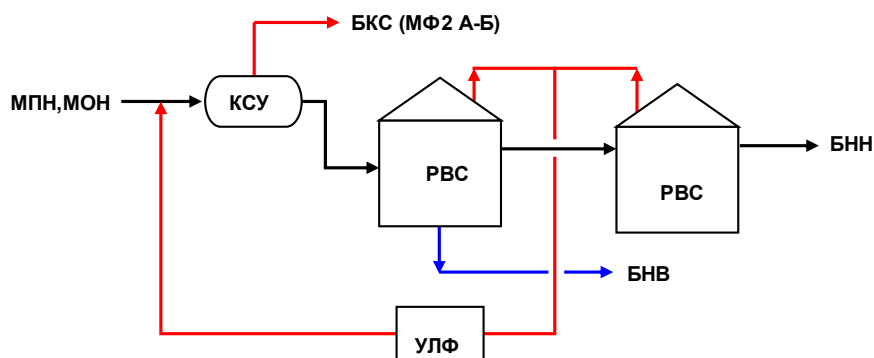


Рис. 27. Технологический резервуар - товарный резервуар (ТСПН5)
Технологические схемы одноступенчатых МОН

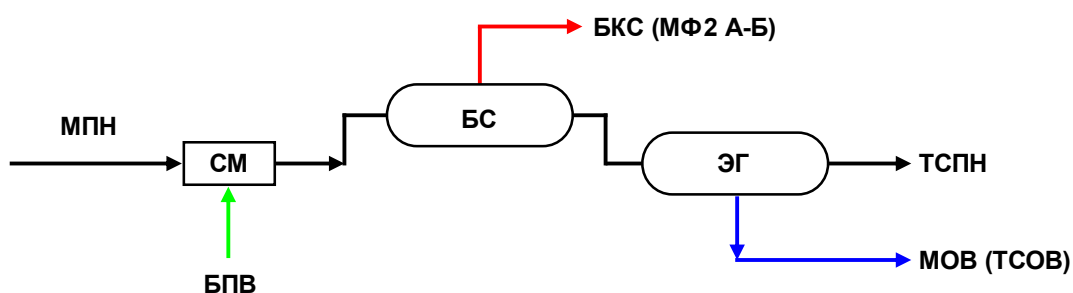


Рис. 28. МОН 1А с отдельным блоком сепарации

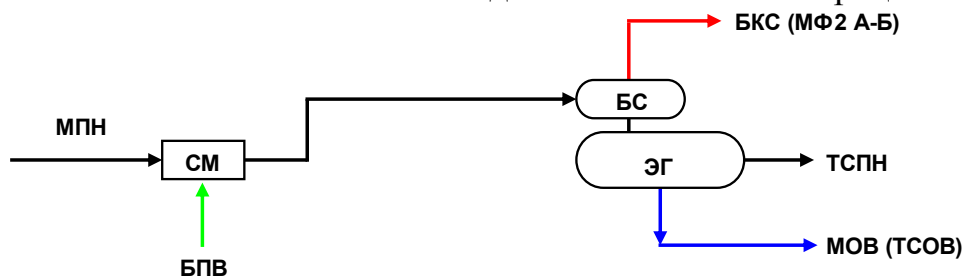


Рис. 29. МОН 1Б с комплектным блоком сепарации

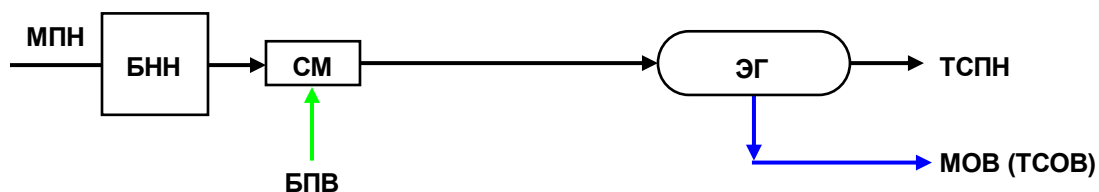


Рис. 30. МОН 1В с блоком насосов

Технологические схемы двухступенчатых МОН (МОН2)

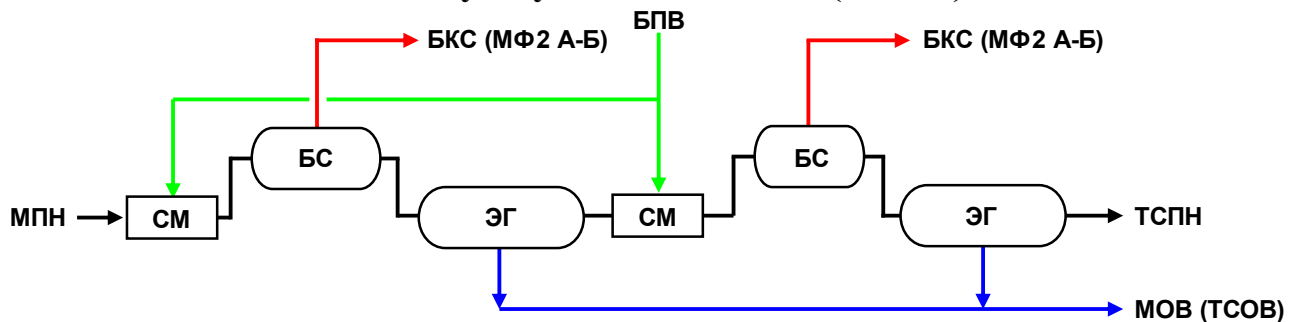


Рис. 31. МОН2А с отдельными блоками сепарации

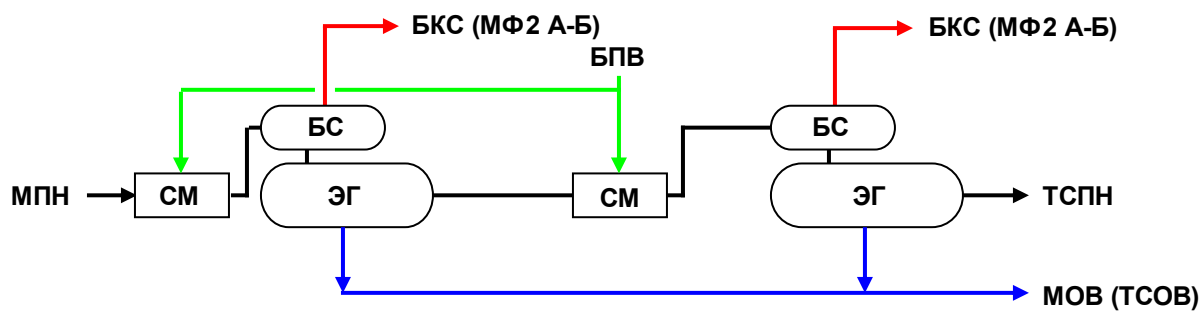


Рис. 32. МОН2Б с комплектными блоками сепарации

Технологические схемы совмещенных МОН (МОНС)

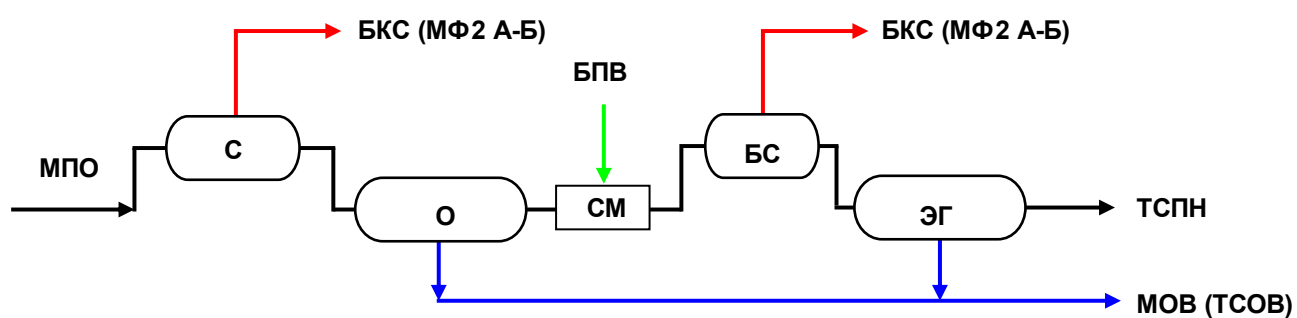


Рис. 33. С отдельными блоками сепарации (МОНС 1А)

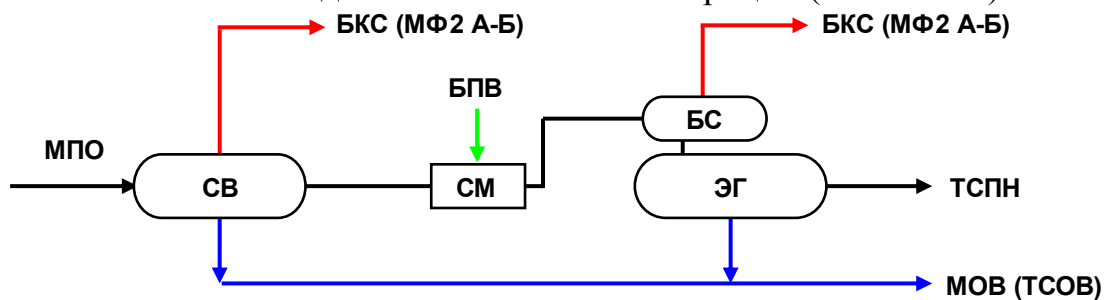


Рис. 34. МОНС 1Б с комплектными блоками сепарации

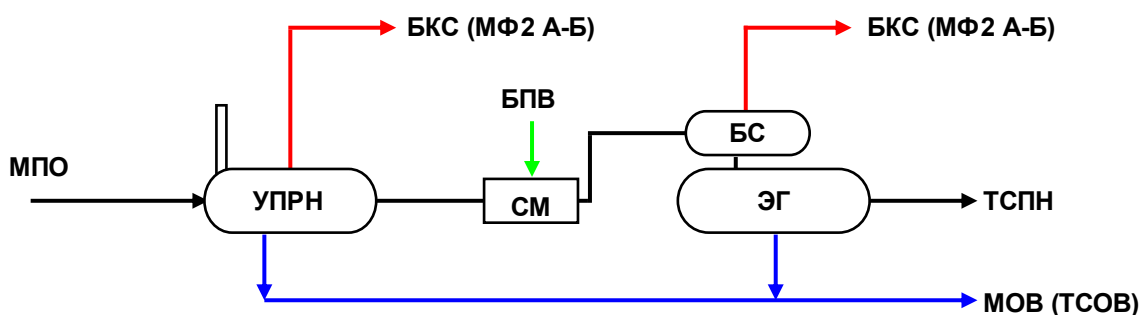


Рис. 35. МОНС 1В с совмещенным модулем нагрева, сепарации и обезвоживания нефти

Технологические модули (МОВ) для подготовки воды

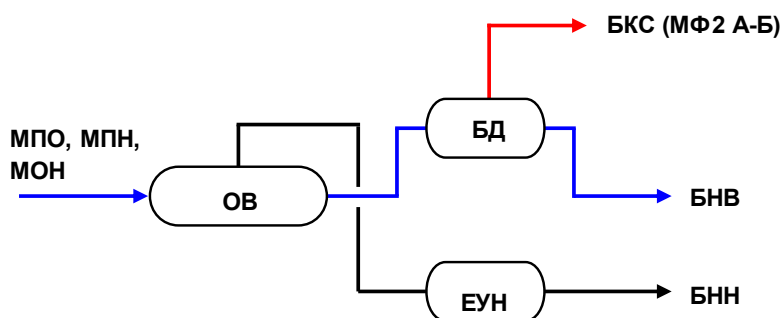


Рис. 36. Технологическая схема одноступенчатого МОВ с напорным отстойником (МОВ 1А)

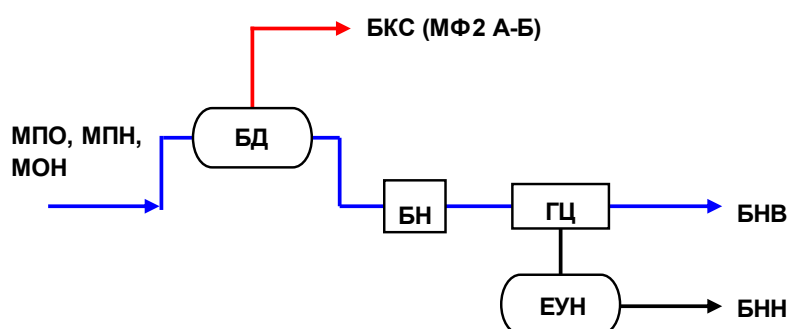


Рис. 37. Технологическая схема одноступенчатого МОВ с гидроциклоном (МОВ 1Б)

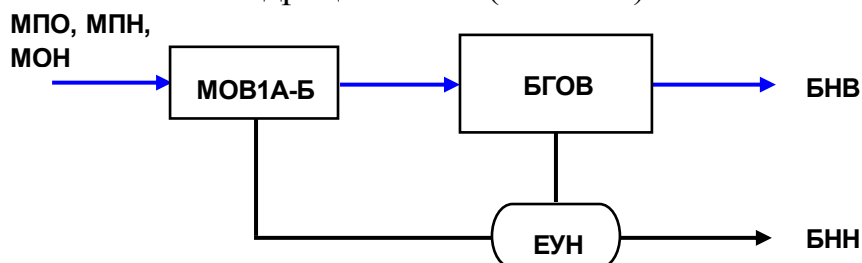


Рис. 38. Технологическая схема двухступенчатого МОВ (МОВ 2)

Технологические схемы ТСОВ для подготовки воды

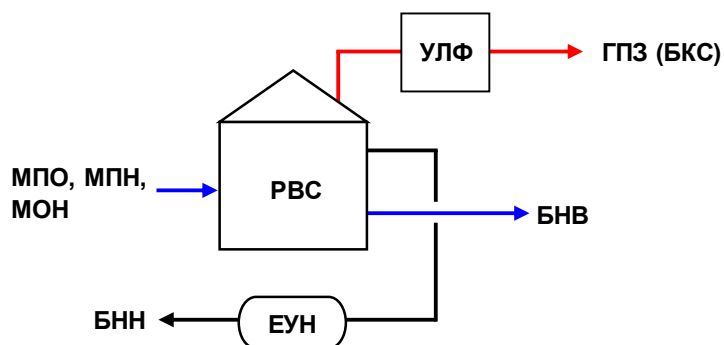


Рис. 39. Технологический водяной резервуар (ТСОВ 1)

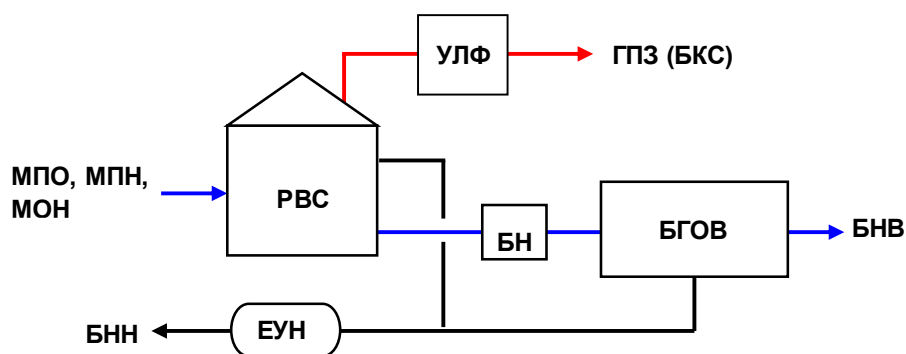


Рис. 40. Технологическая схема двухступенчатых ОС с использованием TCOV 1 (TCOV 2)

Технологические схемы МПГ первой ступени сепарации (МПГ 1)

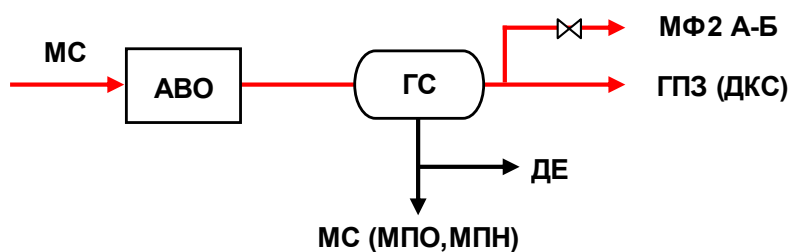


Рис. 41. Сброс газоконденсата (МПГ 1А)

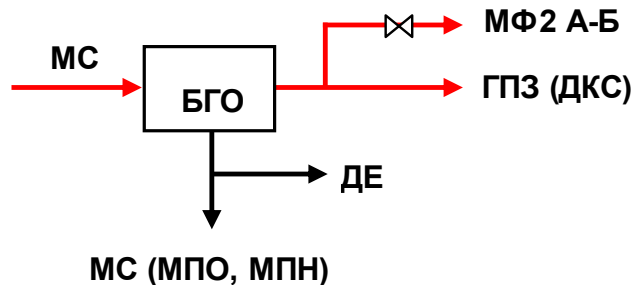


Рис. 42. Осушка газа (МПГ 1Б)

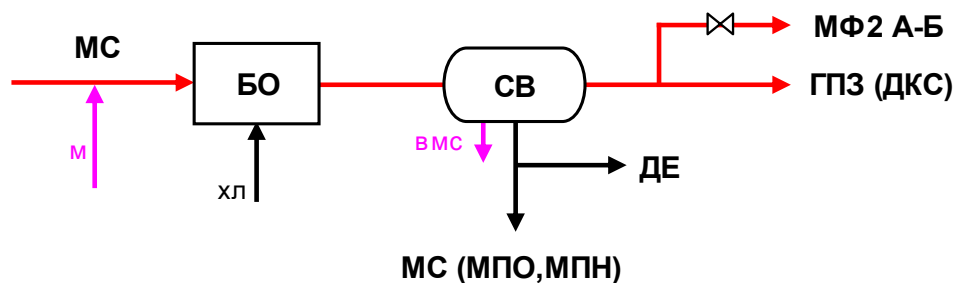


Рис. 43. Низкотемпературная конденсация (МПГ 1В)

Технологическая схема МПГ промежуточной и конечной ступеней сепарации (МПГ 2)

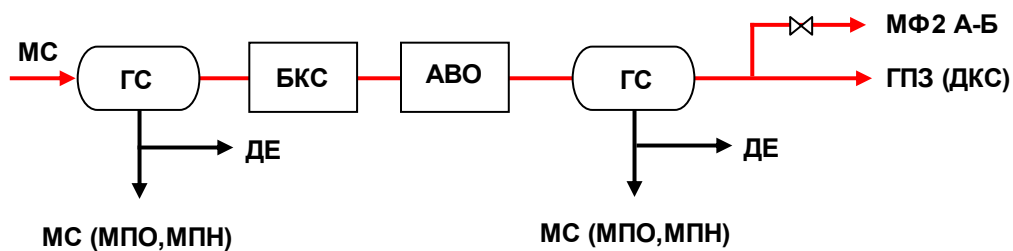


Рис.44. МПГ промежуточной и конечной ступеней сепарации (МПГ 2)

Технологические схемы МПГ от сероводорода (МПГ 3)

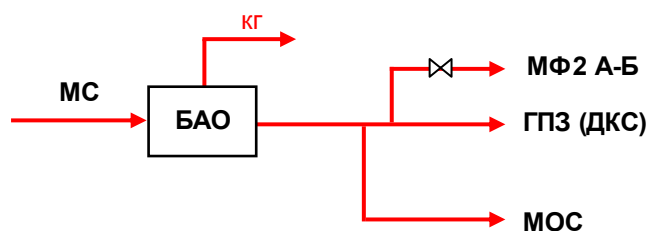


Рис. 45. Модуль абсорбционной (аминовой) очистки газа (МПГ 3А)

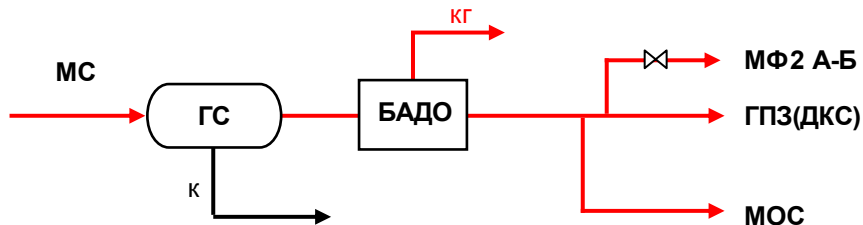


Рис. 46. Модуль адсорбционной очистки газа (МПГ 3Б)

Технологические схемы модулей факельных (МФ)

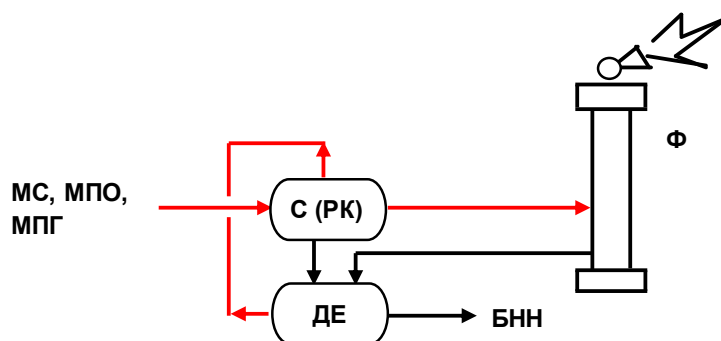


Рис. 47. МФ с одним факелом (МФ-1)

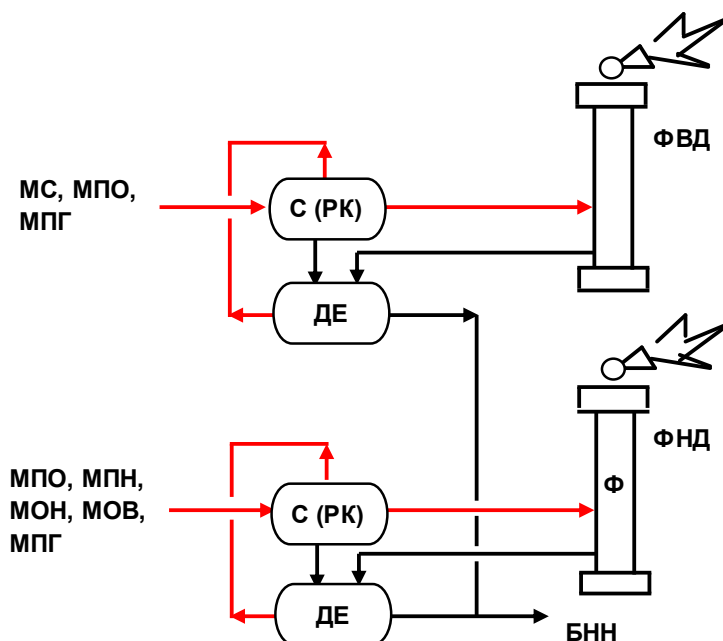


Рис.48. МФ с факелами высокого (ФВД) и низкого (ФНД) давлений (МФ 2 А)

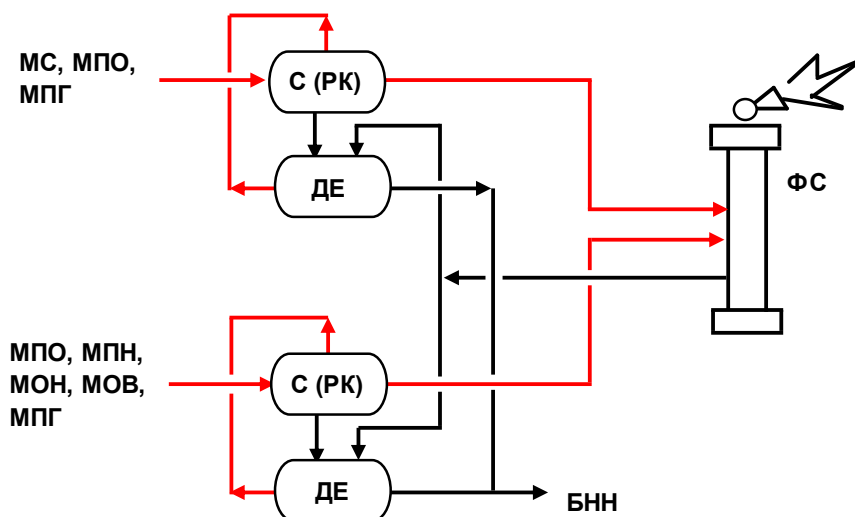


Рис. 49. МФ с факелом, совмещенным (ФС) (МФ 2 Б)

6.ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БО – блок охлаждения.

БГО – блок гликолевой.

БГОВ (МГОВ) – блок (модуль) глубокой очистки воды.

БН – блок насосов.
БНВ – БН для перекачки воды.
БНН – БН для перекачки нефти (жидкости).
БП (МП) – блок (модуль) подогрева.
БПВ – блок промывочной воды.
БР – блок реагентов.
БУН (ЕУН) – блок (емкость) приема и откачки уловленной нефти.
БУУН (Г, В) – блоки (узлы) учета нефти (газа, воды).
ВМС – водометанольная смесь.
ВС – входной сепаратор.
ГЖС – газожидкостная смесь.
ГПЗ – газоперерабатывающий завод.
ГС – газовый сепаратор.
ДЕ – дренажная емкость.
ДКС – дожимная компрессорная станция.
ДНС – дожимная насосная станция.
ИГ – ингибитор гидратообразования.
ИК – ингибитор коррозии.
К – конденсат газовый.
КГ – кислый газ.
КНС – кустовая насосная станция.
КСУ – концевая сепарационная.
МОВ (БОВ) – блок (модуль) подготовки воды.
МОН (БОН) – блок (модуль) обессоливания нефти.
МПВ (БПВ) – блок (модуль) промывочной воды.
МПГ (БПГ) – блок (модуль) подготовки газа.
МПН (БПН, УПН) – блок (модуль, установка) подготовки нефти.
МПО (БПО) – блок (модуль) предварительного обезвоживания.
МС (БС) – блок (модуль) сепарации.
МФ – модуль факельного хозяйства.
О – отстойник напорный горизонтальный.
ОВ – отстойник напорный горизонтальный.
ОС – очистные сооружения.
ПС – поглотитель сероводорода.
РП – резервуарный парк.
С – нефтегазовый сепаратор.
СВ – нефтегазосепаратор-водоотделитель.
СБ (БЕ, БД) – сепаратор-буфер (буферная емкость, буфер – дегазатор).
СМ – смеситель-диспергатор.
ТСОВ – технологические сооружения по подготовке воды (вертикальные резервуары).
ТСПН – технологические сооружения по подготовке нефти (вертикальные резервуары).

УЛФ – установка для улавливания легких фракций.

УПОГ – устройство предварительного отбора газа (депульсатор).

УПРН – нефтегазоводоразделитель с подогревом (хитер-тритер) для глубокого обезвоживания нефти.

УПСВ – установка предварительного сброса воды.

УПСН – нефтегазоводоразделитель с подогревом (хитер-тритер) для предварительного сброса воды.

ФВД – факел высокого давления.

ФНД – факел низкого давления.

ХЛ – хладагент.

ЦПС – центральный пункт сбора.

ЭГ – электродегидратор.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. Т. 1 / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2008. - 380 с

2. Техника и технологические процессы при транспорте энергоресурсов [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля : в 2 т. Т. 2 / ТюмГНГУ ; ред. Ю. Д. Земенков. - Тюмень : Вектор Бук, 2008. - 320 с.

3. Основы коррозионного разрушения трубопроводов [Текст] : учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности 130501 "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления подготовки дипломированных специалистов 130500 "Нефтегазовое дело" / В. Д. Макаренко [и др.] ; ред. В. Д. Макаренко ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2009. - 404 с.

4. Сбор и подготовка нефти и газа [Текст] : учебник для студентов вузов, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.]. - М.: Академия, 2009. - 159 с.

5. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа [Текст]: учебник для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки магистратуры "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков ; ТюмГНГУ. - Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. - 159 с.

6. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.

7. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

8. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным

экспериментальным максимальным зазором и минимальным воспламеняющим током.

9. ГОСТ Р 51330.5-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения.

10. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов

11. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2007

12. РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. -Уфа, 1986.

13. РД 39-1-620 -81. Методические указания по сепарации обводненных нефтей. - Уфа, 1982.

14. РД 39-014870-320-88 Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами. - Тюмень, 1988.

15. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. - М.,1985.

16. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М., 2003.

17. Земенков Ю.Д. Выполнение выпускных квалификационных работ и курсовых проектов: учебное пособие/Земенков Ю.Д., Чекардовский С.М., Земенкова М.Ю., Дмитриева Е.А. – Тюмень: ТИУ, 2017 – 80с.

ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ЗАДАНИЯ НА КУРСОВОЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Тюменский индустриальный университет

Институт транспорта
Кафедра ТУР

1. ЗАДАНИЕ №

на курсовой проект (курсовую работу) по дисциплине

Студент группы _____

Фамилия _____ имя _____ отчество _____

Руководитель курсового проектирования _____

Дата выдачи задания _____

1. Тема проекта _____

исходные данные

Руководитель / /

Зав. кафедрой ТУР
д.т.н., профессор Земенков Ю.Д.

Обратная сторона

2. Содержание работы

(какие разделы, расчеты и графические работы должны быть выполнены)

3. Особые дополнительные задания _____

4. Рекомендуемая литература _____

Дата сдачи Оценка

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт транспорта

Кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

КУРСОВАЯ РАБОТА

по дисциплине

«Название дисциплины»

«НАИМЕНОВАНИЕ ТЕМЫ КУРСОВОЙ РАБОТЫ»
ВАРИАНТ № ____

ВЫПОЛНИЛ:

студент группы _____

_____ Фамилия И. О.

ПРОВЕРИЛ:

должность, учёная степень

_____ Фамилия И. О.

Тюмень, 2017

Учебное издание

Составители
Земенкова Мария Юрьевна
Черенцов Дмитрий Андреевич

ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

*Методические указания по выполнению курсовой работы
для обучающихся направления 20.04.01 - Техносферная
безопасность направленность: «Управление техносферной
безопасностью»
всех форм обучения*

В авторской редакции

Подписано в печать . Формат 60х90 1/16. Усл. печ. л.2
Тираж 30 экз. Заказ №

Издательство
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38
Отдел оперативной полиграфии издательства
625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52