

**ЧАСТНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ГАЗПРОМ ТЕХНИКУМ НОВЫЙ УРЕНГОЙ»**

**Сборник методических указаний**

для студентов

по выполнению практических работ

Раздел 2 Разработка морских нефтегазовых месторождений на прибрежных  
шельфах

программы подготовки специалистов среднего звена

МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений

ПМ.01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений

21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Новый Уренгой 2017

Методические указания для выполнения практических работ разработаны в соответствии рабочей программой по ПМ. 01 Проведение технологических процессов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и содержат требования по подготовке, выполнению и оформлению результатов практических работ.

Методические указания по выполнению практических работ адресованы студентам очной формы обучения.

**РАЗРАБОТЧИК:**

Алена Анатольевна Цыбуля, преподаватель ЧПОУ «Газпром техникум Новый Уренгой»

Данные методические указания  
являются собственностью  
© ЧПОУ «Газпром Техникум Новый Уренгой»

Рассмотрены на заседании кафедры НГС и  
рекомендованы к применению

Протокол № 5 от « 09 » 01 2018 г.

Заведующий кафедрой НГС

 Д.В. Сборщиков

Зарегистрированы в реестре банка программной,  
оценочной и учебно-методической  
документации

Регистрационный номер

598.164(ПР)ЭМ-Д.И.01.КНГС.001-18

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Порядок выполнения практических работ.....	6
2 Требования к оформлению отчетов по практическим работам.....	7
3 Защита практической работы.....	8
4 Критерии оценки практических работ.....	9
5 Практические работы	
5.1 Практическая работа №1 «Изучение принципиальных технологических схем подготовки газа и газового конденсата на море к транспорту» .....	10
5.2 Практическая работа №2 «Изучение принципиальных технологических схем подготовки нефти на морских платформах к транспорту».....	18
5.3 Практическая работа №3 «Изучение принципиальных технологических схем сепарации и предварительного обезвоживания нефти на морских платформах».....	25
5.4 Практическая работа №4 «Изучение принципиальных технологических схем установки осушки газа на морских платформах».....	34
Приложение I.....	39
Приложение II.....	41
Приложение III.....	42
Приложение IV.....	44
Список использованных источников.....	45
Лист согласования.....	46

## ВВЕДЕНИЕ

### Уважаемый студент!

Методические указания по ПМ.01 МДК 01.01 Раздел 2 «Разработка морских нефтегазовых месторождений на прибрежных шельфах» для выполнения практических работ созданы Вам в помощь для работы на занятиях, подготовки к практическим работам, правильного составления отчетов.

Приступая к выполнению практической работы, Вы должны внимательно прочитать цель занятия, ознакомиться с требованиями к уровню Вашей подготовки в соответствии с федеральными государственными стандартами третьего поколения (ФГОС-3), краткими теоретическими и учебно-методическими материалами по теме практической работы, ответить на вопросы для закрепления теоретического материала.

Все задания к практической работе Вы должны выполнять в соответствии с инструкцией, анализировать полученные в ходе занятия результаты по приведенной методике.

Отчет о практической работе Вы должны выполнить по приведенному алгоритму.

Наличие положительной оценки по практическим работам необходимо для получения зачета по дисциплине и допуска к экзамену, поэтому в случае отсутствия на учебном занятии по любой причине или получения неудовлетворительной оценки за практическую работу Вы должны найти время для ее выполнения или пересдачи.

Выполнение практических работ направлено на достижение следующих **целей**:

- обобщение, систематизация, углубление, закрепление полученных теоретических знаний;
- формирование умений, получение первоначального практического опыта по выполнению профессиональных задач в соответствии с требованиями к результатам освоения профессионального модуля.

Предусмотрено проведение восьми практических работ для студентов очной формы обучения.

**Образовательные результаты, подлежащие проверке в ходе выполнения практических работ**

в ходе освоения МДК 01.01 Разработка нефтяных и газовых месторождений и выполнения практических работ у студента формируются компетенции:

ПК 2.5 Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования.

ПК 3.1 Осуществлять текущее и перспективное планирование и организацию производственных работ на нефтяных и газовых месторождениях.

ПК 3.2 Обеспечивать профилактику и безопасность условий труда на нефтяных и газовых месторождениях.

ОК 2 Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество.

ОК 3 Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность.

ОК 4 Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

**Внимание!** Если в процессе подготовки к практическим или при решении задач у Вас возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удается, необходимо обратиться к преподавателю для получения разъяснений или указаний в дни проведения дополнительных занятий. Время проведения дополнительных занятий можно узнать в открытом информационном пространстве Техникума.

**Желаем Вам успехов!!!**

## **1 Порядок выполнения практических работ**

1. Студент должен прийти на практическое занятие подготовленным. Необходимо заранее изучить методические указания по его проведению. Обратить внимание на цель занятия, на основные вопросы для подготовки к занятию, на содержание темы занятия.
2. Отчет о проделанной работе следует выполнять в тетради для практических работ в клетку. Содержание отчета указано в описании практической работы.
3. После выполнения работы студент представляет письменный отчет.
4. Студент должен защитить практическую работу индивидуально. Подвести итог и сформулировать основные выводы.
5. По результатам защиты практических работ студент допускается к экзамену (IV семестр).

## **2 Требования к оформлению отчетов**

Каждый студент ведет рабочую тетрадь по практическим работам, оформление которой должно отвечать следующим требованиям:

- на титульном листе указывается название раздела, курса, группы, фамилия, имя, отчество студента;
- каждая работа нумеруется в соответствии с методическими указаниями, пишется дата выполнения работы;
- в рабочую тетрадь полностью записывается название работы, цель, обозначаются все необходимые потоки и оборудование на схеме, дается краткое описание хода работы;
- в конце каждой практической работы делается вывод или заключение, которые обсуждаются при защите практической работы.

Проведение практических работ включает в себя следующие этапы:

- постановку темы занятий и определение задач практической работы;
- определение порядка практической работы или отдельных ее этапов;
- непосредственное выполнение практической работы студентами и контроль за ходом занятий;
- подведение итогов практической работы и формулирование основных выводов.

### **3 Защита практической работы**

1. Студент представляет преподавателю тетрадь с практическими работами, которая содержит полностью оформленные письменные отчеты.
2. Студент должен защитить практическую работу индивидуально. Подвести итог и сформулировать основные выводы. Рассказать полностью технологический процесс, представленный в практической работе.
3. Сдать работу преподавателю (т.е. защитить ее на оценку) можно на том же занятии, на котором она выполнялась. Если оформление работы требует дополнительного времени, то защита выполненной практической работы проводится на консультации.
4. Студент проходит собеседование с преподавателем по теории, а также ответы на контрольные вопросы в конце каждой практической работы.

#### 4 Критерии оценки практических работ

№ п/п	Критерии оценки	Метод оценки	Работа выполнена	Работа выполнена не полностью	Работа не выполнена
			Высокий уровень 3 балла	Средний уровень 2 балла	Низкий уровень 1 балл
1.	Правильность и самостоятельность выполнения всех этапов практической работы	Наблюдение преподавателя	Практическая работа выполнена самостоятельно и правильно	При выполнении практической работы обучающийся допускал незначительные ошибки, часто обращался за помощью к преподавателю	Практическая работа не выполнена. Обучающийся выполнял работу только с помощью преподавателя и других
2.	Наличие конспекта, материал которого соответствует теме практической работы Наличие заготовки отчета к практической работе	Наблюдение преподавателя	Имеется заготовка отчета к практической работе Содержание конспекта полностью соответствует теме практической работы	Заготовка отчета имеется в наличии, но с недочетами, не полными таблицами и т.п. Конспект имеется в наличии, но содержит не полный материал теме практической работы	обучающихся Обучающийся не имеет конспекта и заготовки отчета по практической работе. Отчет выполнен и оформлен небрежно, без соблюдения установленных требований.
3.	Правильность оформления	Проверка работы	Оформление отчета соответствует требованиям.	В оформлении незначительные недочеты и небольшая небрежность	
Оценка			4-5 баллов	6-7 баллов	8-9 баллов
			«удовлетворител ьно»	«хорошо»	«отлично»

## **5 Практические работы №№ 1-4**

### **Практическая работа №1**

#### **«Изучение принципиальных технологических схем подготовки газа и газового конденсата на море к транспорту»**

##### **Учебная цель:**

Формировать умение выбора наземного и скважинного оборудования.

Формировать умение контроля за рациональной эксплуатацией оборудования.

Закрепить полученные теоретические знания по теме «Основные принципы формирования системы подготовки продукции морских скважин».

Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

##### **Порядок выполнения работы:**

1. Следуя п.2 «Требования к оформлению отчетов» данных методических указаний выполнить практическую работу.

2. Необходимо изучить описание принципиальных технологических схем подготовки газа и конденсата на море.

3. Обозначить арабскими и римскими цифрами на схеме (приложение I) потоки и оборудование данных технологических схем, согласно приведенному в данных методических указаниях описанию принципиальных технологических схем.

Технологические решения по подготовке газа и конденсата на морских акваториях можно свести к следующим основным принципиальным схемам, предназначенным для газовых и газоконденсатных месторождений (рис. 1–3). Схема на рис. 1 характерна тем, что в газ для предупреждения гидратообразования впрыскивается метанол – на устье скважины, а также перед

каждым дросселированием. Газ из скважины поступает в замерный сепаратор 1 (индивидуальный, как правило, на каждой платформе), где определяется дебит по газу и жидкости. После этого потоки вновь объединяются и направляются в сепаратор 3, в котором газ отделяется от жидкой фазы и по трубопроводу II подается на берег. Смесь углеводородного конденсата и метанольной воды идет в атмосферный резервуар 5, где происходит их разделение, после чего конденсат насосом 6 вновь подается в поток газа для совместного транспорта а метанольная вода по линии IX сбрасывается в море или (в последние годы) поступает на регенерацию.

Однако при всей своей внешней привлекательности, заключающейся в минимальном количестве аппаратов и малой энергоемкости, рассмотренная схема содержит в себе ряд отрицательных моментов. Один из них состоит в том, что для подачи регенерированного метанола с берега на платформу необходим дополнительный трубопровод, проложенный по дну моря (обычно имеет диаметр от 80 до 150 мм), а также специальный резервуар для хранения метанола на платформе).

Другой недостаток схемы на рис. 1 заключается в том, что при таком способе неизбежны достаточно существенные потери метанола – с водой, сбрасываемой в море (линия IX), не говоря уже об ущербе, наносимом акватории. Поэтому, безусловно, регенерация метанольных растворов непосредственно на платформе более предпочтительна, тем более что для этого в качестве источника тепла можно использовать газы дегазации конденсата (или их еще называют газами стабилизации). Но это решение не исключает уноса метанола в паровой фазе вместе с газом ввиду высокой упругости паров метанола, а на берегу после охлаждения газа и падения давления в подводном газопроводе можно извлечь в жидком виде лишь 50–70 % всего метанола, подаваемого на ингибирирование. Поэтому в последнее время все чаще вместо метанола предпочитают подавать в качестве ингибитора гидратообразования гликоль, что позволяет утилизировать после регенерации практически все количество реагента, подаваемого в газ.

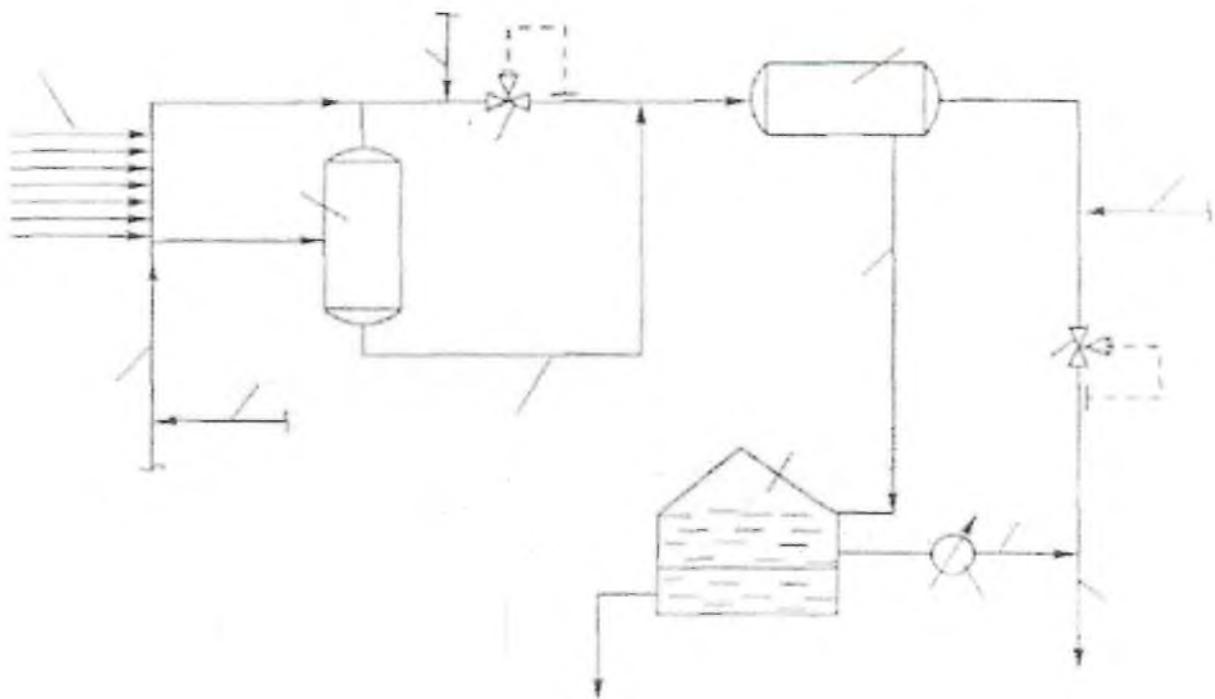


Рисунок 1 – Принципиальная схема подготовки газа с выпуском метанола

В некоторых случаях обработку газа проводят в соответствии со схемой на рис. 2.

В этом случае газ из скважин отделяется в нижней части абсорбера 1 от капельной жидкости и затем осушается с помощью раствора высококонцентрированного гликоля. Во избежание опасности гидратообразования при дросселировании газа давление в абсорбере равно давлению в скважине (статическому давлению на устье). Осущенный газ (линия II) проходит теплообменник 2, дросселируется на регуляторе 5 и подается на берег. Смесь углеводородного конденсата и пластовой воды направляется по линии III в разделитель 3, откуда конденсат репиркулирует по линии IX в трубопровод осущенного газа, а вода поступает на очистку в сепаратор 4, работающий при атмосферном давлении. Очищенная вода сбрасывается в море (линия XII), газ выветривания отводится на свечу по трубопроводу XIII, а углеводороды по линии X насосом 9 закачиваются в поток газа и уходят на берег.

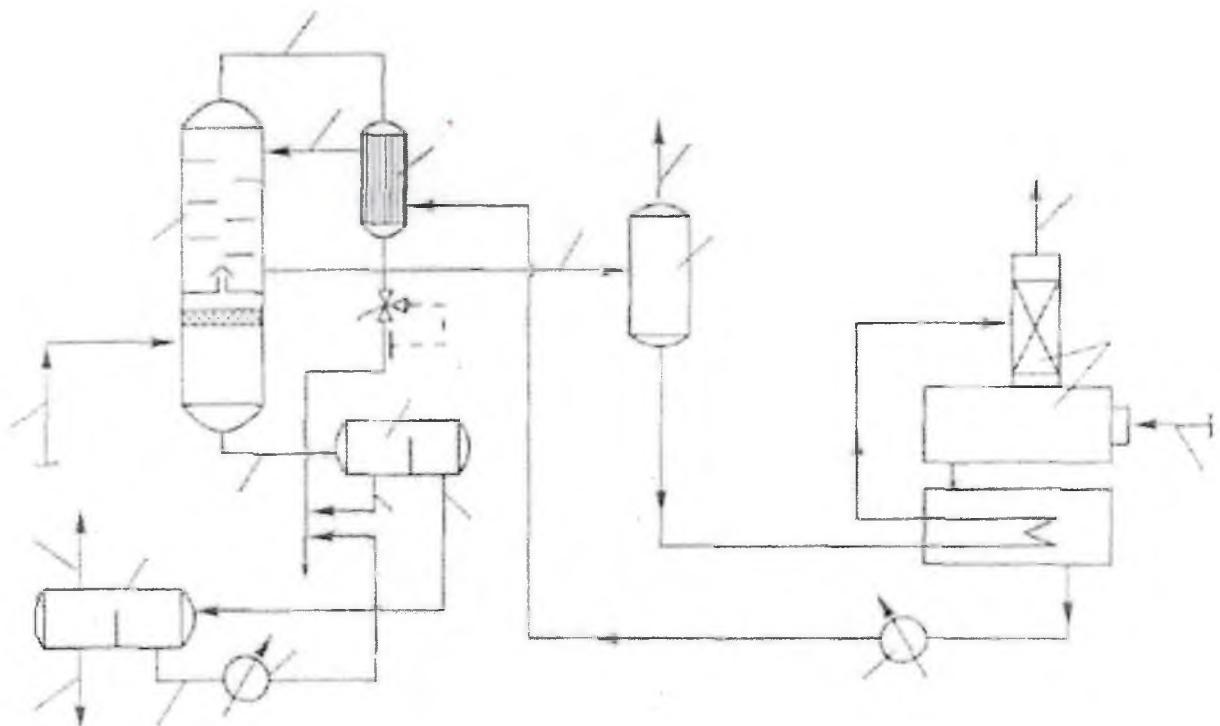


Рисунок 2 – Принципиальная схема осушки газа гликолем

Насыщенный водой гликоль собирается на глухой тарелке абсорбера выводится по трубопроводу V в выветриватель 6, где из гликоля при низком давлении удаляется газ выветривания (линия VI), используемый, как правило, в качестве топлива на платформе. Насыщенный гликоль регенерируется в абсорбер после охлаждения осушенным газом в теплообменнике 2.

Этот способ широко применяется на месторождениях Северного моря, однако ему присущ следующий недостаток: необходимость проведения процесса осушки при высоких температурах и, как следствие этого, большая металлоемкость оборудования (абсорбер 7, теплообменник 2, разделитель 3, насосы 8 и 9) и трубопроводов.

Очевидно, что при очень высоких устьевых давлениях указанный способ становится нерентабельным. Поэтому зачастую перед осушкой газа осуществляется его дросселирование, когда газ сначала подогревают до температуры, гарантирующей безгидратную работу газопровода (рис. 3). Схема подготовки газа отличается от вышерассмотренной схемы главным образом

тем, что газ из скважин сначала подогревается в аппарате, затем дросселируется на регуляторе 2 и только потом осушается гликолем в абсорбере 4.

Недостатком этого схемного решения является наличие дополнительного энергоемкого оборудования высокого давления – подогревателя.

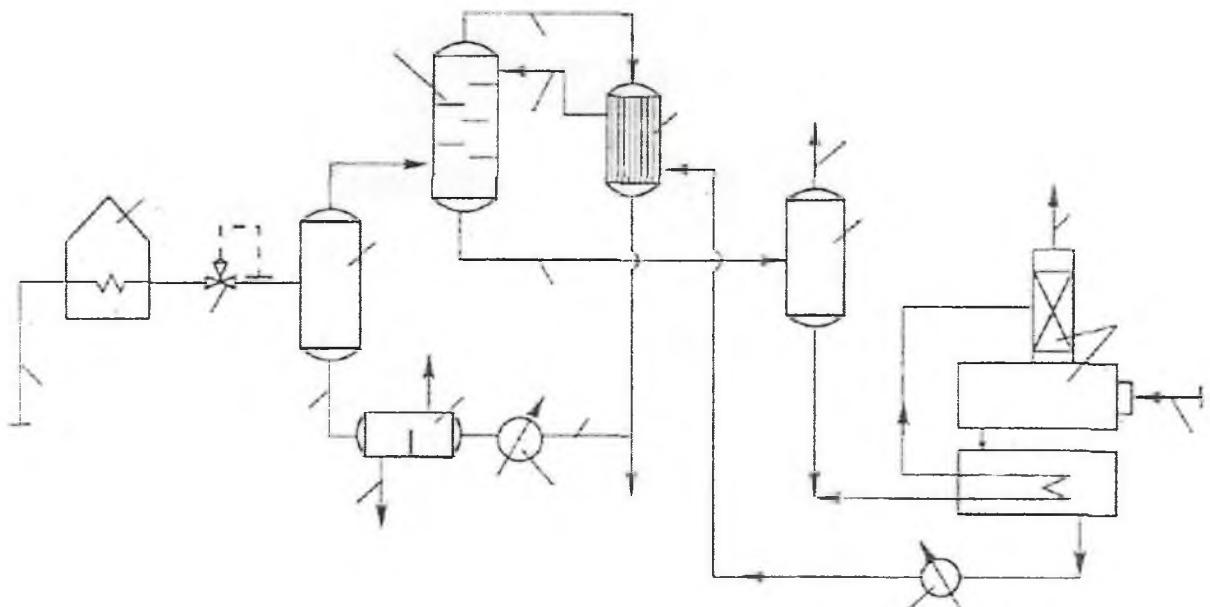


Рисунок 3 – Принципиальная схема подготовки газа с предварительным подогревом путем его осушки гликолем

Как видно из рассмотренных вариантов подготовки газа и конденсата, по экономическим соображениям конденсат подают в поток газа для совместного транспортирования на берег, поскольку это дешевле, чем дополнительного прокладывать по дну моря конденсатопровод.

4. Подготовиться, после выполнения, к защите согласно п.3 «Защита практической работы» данных методических указаний.

### **Краткие теоретические сведения**

#### **Система сбора и подготовки газа**

Подготовка газа существенно отличается от подготовки нефти, поскольку она осуществляется под более высоким давлением. Кроме того, давление товарного газа должно быть выше давления товарной нефти, что определяется соответствующими требованиями спецификации.

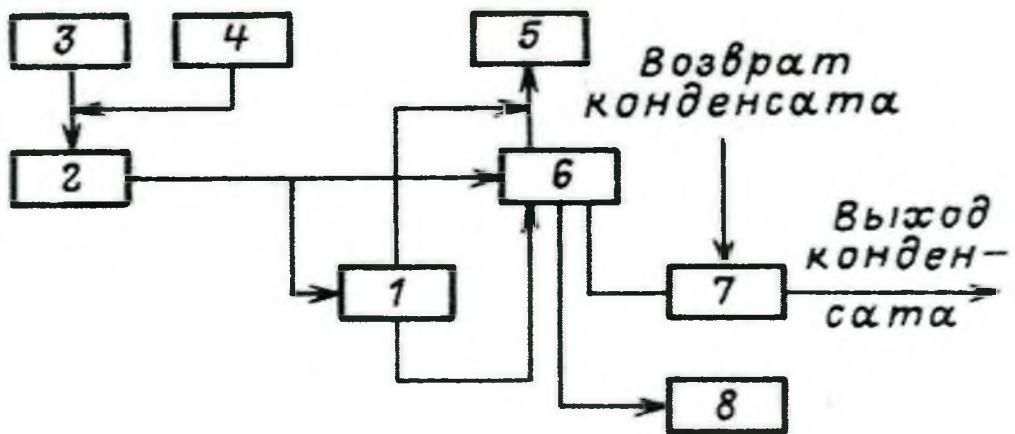


Рисунок 4 – Принципиальная блок-схема сбора продукции газовых скважин: 1 – замерный сепаратор; 2 – добывающие скважины; 3 – закачка ингибитора коррозии; 4 – закачка метанола; 5 – обработка добываемого газа; 6 – сепарация продукции скважин; 7 – обработка конденсата; 8 – обработка попутно добываемой воды.

Высокая скорость движения газа у стенок забоя служит причиной привнесения в газ твердых частиц, которые могут быть извлечены устьевой песколовушкой, давление в которой равно или почти равно устьевом с минимальным падением давления на штуцере. Технологическое оборудование в основном состоит из одноступенчатого сепаратора для извлечения конденсата. Дальнейшая обработка газа обычно заключается в дегидрировании, но в некоторых случаях проводится извлечение диоксида углерода или сероводорода. После измерения газ отводится из системы под относительно высоким давлением (10,4 МПа) (рис. 4). На поздней стадии разработки пласта необходимое давление поддерживается за счет компримирования газа.

### Сепарация

Перед проведением одноступенчатой сепарации, предполагающей отделение свободной воды и конденсата, может возникнуть необходимость в извлечении из смеси песка. По мере падения давления на устье скважины уменьшается охлаждающий эффект Джоуля – Томпсона, обусловленный расширением газа, в результате может потребоваться дополнительное охлаждение газа с целью сведения к минимуму нагрузки на колонну

дегидрирующей системы. Система должна проектироваться с учетом колебаний нагрузки со стороны жидкости, поскольку в период сжатия эта нагрузка возрастает до максимума. Прежде чем установить оборудование для дегидрирования и закачки гликоля, следует оценить возможности гидратообразования во всех частях системы и образования парафиновых отложений, обусловленного природой конденсата. Поскольку при высоком давлении даже небольшое содержание диоксида углерода может привести к значительной коррозии, следует внимательно подойти к выбору материалов для строительства системы.

### Компримирование газа

Сложность выбора компрессора обусловливается падением давления всасывания и уменьшением расхода. Обычно на каком-то этапе эксплуатации компрессоры заменяют или модифицируют. Компрессорная система включает всасывающие, промежуточные и нагнетательные клапаны, а также охлаждающее вспомогательное оборудование.

### Дегидрирование

Дегидрирование достигается за счет традиционного контакта с триэтиленгликолем с последующей регенерацией, которой в технологической цепочке отводится место после компримирования. Это снимает проблемы, связанные с колебаниями рабочего давления. Дегидрирование обычно осуществляется за счет механической сепарации или коалесценции. Возможно мгновенное выделение незначительных количеств газа, однако его улавливание нецелесообразно с экономической точки зрения. Технологическое оборудование газодобывающей платформы аналогично применяемому на нефтедобывающих платформах. Разработка пласта на истощение идет с падением давления, поэтому в закачке морской воды нет необходимости. На небольших платформах могут возникнуть проблемы, связанные с проектированием и размещением горелочного устройства, что объясняется выделением большого количества теплоты при сжигании газа на факеле.

**Контрольные вопросы:**

1. Понятие о континентальном шельфе?
2. В чем отличается разработка шельфовых месторождений от разработки месторождений на суше?
3. Что такое целики нефти ?
4. Как образуются водяные и газовые конусы?
5. В чем заключается сложность освоения морских месторождений?

## **Практическая работа №2**

### **«Изучение принципиальных технологических схем подготовки нефти на морских платформах к транспорту»**

#### **Учебная цель:**

Формировать умение выбора наземного и скважинного оборудования.

Формировать умение контроля за рациональной эксплуатацией оборудования.

Закрепить полученные теоретические знания по теме «Технологические схемы подготовки продукции морских скважин к транспорту».

Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

#### **Порядок выполнения работы:**

1. Следуя п.2 «Требования к оформлению отчетов» данных методических указаний выполнить практическую работу.

2. Необходимо изучить описание принципиальных технологических схем подготовки нефти на морских платформах к транспорту.

3. Обозначить арабскими и римскими цифрами на схеме (приложение II) потоки и оборудование данных технологических схем, согласно приведенному в данных методических указаниях описанию принципиальных технологических схем.

#### **Схемы подготовки нефти на морских платформах**

Наиболее типичной технологической схемой подготовки нефти с большим содержанием газа представляется та (рис. 5), в которой как нефть, так и газ проходят последовательно несколько ступеней сепарации. Только при этом давление нефти постепенно снижается, способствуя выделению из нее газа, а газ последовательно компримируется (с непременным охлаждением

морской водой после каждого сжатия) и сепарируется, постепенно отдавая содержащиеся в нем тяжелые углеводороды.

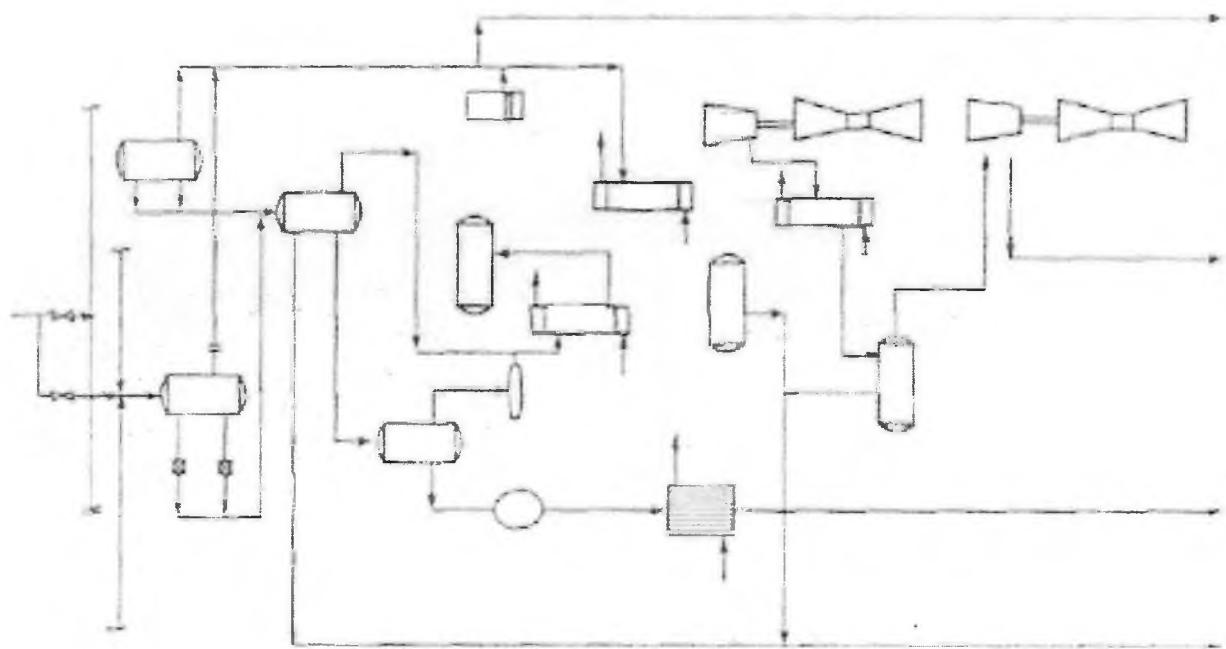


Рисунок 5 – Принципиальная технологическая схема подготовки нефти и нефтяного газа

Как видно из этой схемы, замерный сепаратор оборудован счетными устройствами, позволяющими определить дебит скважины по каждому из добываемых флюидов – газа, нефти и воды с последующим их направлением в общий процесс подготовки. Часть газа (поток А) используется на платформе на собственные нужды: в качестве топлива в газотурбинных приводах компрессоров, на отопление и энергоснабжение. В

зависимости от значения газового фактора и других конкретных условий рассмотренная схема подготовки нефти может быть существенно изменена. Например, если отпадает необходимость закачки газа в пласт, можно исключить из схемы компрессор 14с его приводом 15, а газовый поток из газового сепаратора 7 направить в подводный газопровод. Другое, достаточно близкое решение представлено на рис. 6.

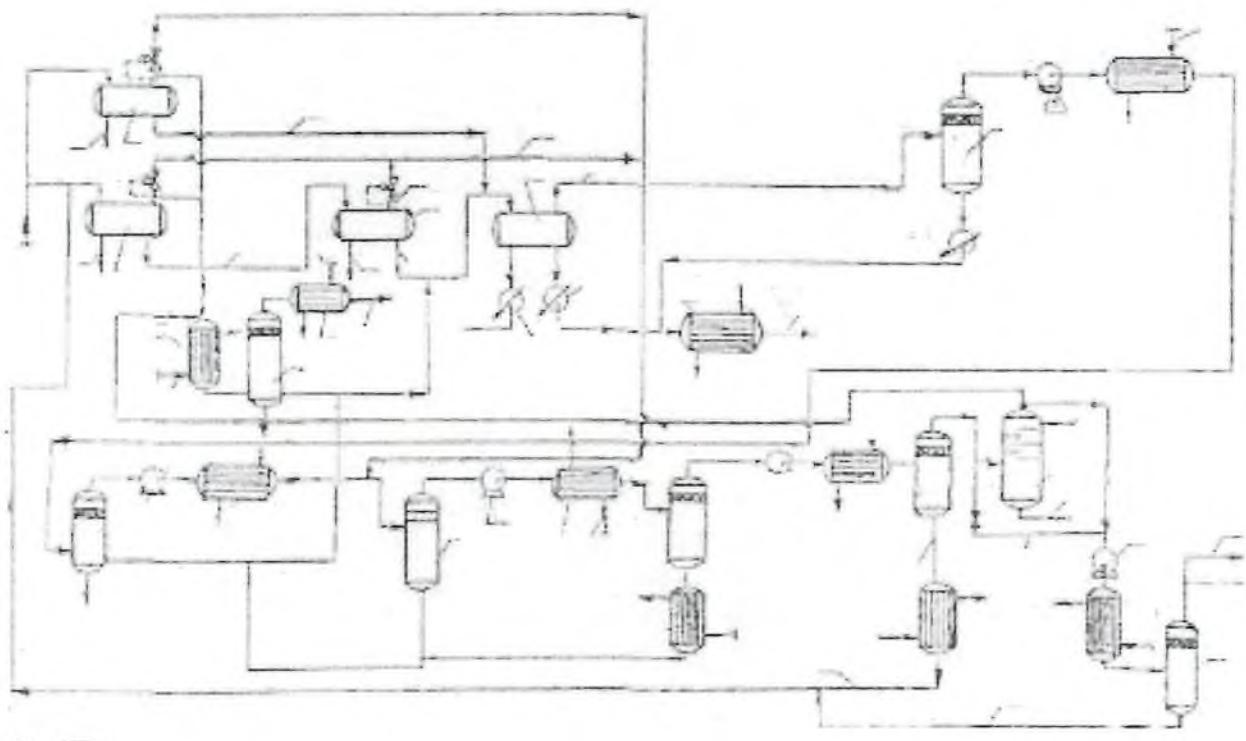


Рисунок 6 – Принципиальная схема комплексной подготовки нефти и растворенного в ней газа

Эта схема, включающая множество аппаратов, более сложна и энергоемка, но позволяет, в сравнении с другими способами, создать наиболее надежную систему для эксплуатации, увеличить объем жидких фракций, обеспечить необходимую точку росы газа и снизить до минимума количество сжигаемого на факеле газа.

Как видно из рис. 6. подготовка нефти сводится, в основном, к ступенчатой стабилизации нефти и хорошему отделению от нее воды. В этой схеме сепаратор первой ступени 2 работает при давлении 1,95 МПа, сепаратор второй ступени 3 – при давлении 1,2 МПа и сепаратор третьей ступени 4 при давлении 0,12 МПа. При такой ступенчатости давлений стабилизация нефти происходит весьма эффективно, чему способствует также и довольно высокая температура среды 55–60 0С. Сырая нефть после третьей ступени сепарации насосом 6 откачивается в емкости на платформе, при этом ее предварительно охлаждают для снижения упругости паров. Газ третьей ступени сепарации сжимают компрессорами 13 w 16 (до давления примерно 1,1 МПа) и

объединяют с газами первой и второй ступеней сепарации, после чего смесь компримируют в несколько ступеней (компрессор содержит в своем составе, в данном случае, три ступени – 19, 23 и 28). Сжатый газ осушают после второй ступени компримирования (при давлении приблизительно 4,2 МПа) с помощью гликоля в абсорбере 27. На выходе из третьей ступени компримирования 28 осушенный газ имеет давление порядка 17,5 МПа. Он может подаваться в трубопровод товарного газа на берег (линия XIV) или идти на дальнейшее компримирование (до 41,5 МПа) для закачки в пласт (линия XIII). После каждой ступени сжатия располагаются холодильники-конденсаторы 14, 17, 20, 24, 29 и сепараторы для отделения сконденсировавшихся углеводородов – 15, 18, 21, 25 и 30. Конденсат из сепараторов после второй и третьей ступеней компримирования подается в сепаратор первой ступени 2, а конденсат из сепараторов низкого давления – в сепаратор третьей ступени 4. Для использования в качестве топлива может применяться газ стабилизации первой ступени сепарации нефти и осушенный газ на выходе из абсорбера, которые охлаждаются, отделяются от сконденсировавшейся воды в сепараторе 11, после чего нагреваются в теплообменнике 12 и выводятся по линии 5. Обращает на себя внимание то, что установка осушки газа имеет байпасную линию XV для возможности перепуска газа минуя эту установку, если осушка газа не представляется необходимой. Поэтому принципу обустроено значительное число морских нефтяных месторождений во многих районах мира.

4. Подготовиться, после выполнения, к защите согласно п.3 «Защита практической работы» данных методических указаний.

### **Краткие теоретические сведения**

Рассмотренные выше варианты не исчерпывают всех модификаций возможных схемных решений подготовки нефти и газа на морских промыслах, которые часто представляют собой набор узлов некоторых из этих вариантов. В отдельных случаях, когда мощность установок мала и они расположены далеко в море, неэкономично транспортировать газ по трубопроводам на берег. Тогда

целесообразнее вырабатывать сжиженный газ непосредственно на платформе и направлять его на берег по трубопроводу или баржами.

Для некоторых нефтяных месторождений предполагается технически оправданным предварительно подогревать нефть на платформе и затем транспортировать ее с промысла по подводному трубопроводу в систему беспричального налива, находящуюся в море, где происходит загрузка нефти в танкеры.

При добыче нефти у побережья Бразилии продукты замеряются на платформах, установленных на каждом месторождении, и подаются затем на центральную платформу, откуда после замера в трехфазном сепараторе газонефтяной поток без дополнительной обработки направляется по трубопроводу на берег. Как уже отмечалось, в последнее время наметилась тенденция сбора потоков с отдельных месторождений на центральную технологическую платформу (ЦТП), на которой осуществляется доведение различных потоков (нефти, газа, конденсата и воды) до требуемых кондиций. Наиболее характерно в этом плане обустройство месторождения Экофиск в Северном море, отдельные аспекты которого мы вкратце рассмотрим. Это месторождение включает семь отдельных промыслов, шесть из которых нефтяные и один – газоконденсатный.

На промысловых платформах «Албушелл», «Эдда», «Экофиск» и «Топ» нефть и газ сначала разделяются, газ осушается гликолем, затем нефть и осушенный газ по отдельным трубопроводам (расстояние 15 км) направляются на ЦТП. На платформе «Код» газ отделяется от газового конденсата и осушается гликолем, конденсат обезвоживается, после чего газ и конденсат объединяются и подаются на ЦТП по общему трубопроводу (расстояние около 93 км). С платформы «Западный Экофиск» нефть и газ транспортируются на ЦТП как двухфазный поток, без предварительной сепарации или осушки (длина трубопровода примерно 9 км). И, наконец, с платформы «Экофиск» нефть и газ после разделения по отдельным трубопроводам идут на ЦТП, где осуществляется стабилизация объединенных нефтяных и газоконденсатных

потоков, после чего нефть откачивается насосами на берег. Газы стабилизации нефти компримируются, объединяются с газом платформы «Экофиск» и осушаются триэтиленгликолем (99,5 %).

После этого объединенные газовые потоки со всех промыслов захолаживаются для снижения их точки росы по углеводородам, газ сжимается и по подводному трубопроводу подается на берег. Следует отметить, что выделение углеводородного конденсата из газа на платформе осуществляется лишь постольку, поскольку газ и конденсат (в смеси с нефтью) подаются по отдельным трубопроводам на различные береговые станции: газ в Эмден (Германия), а конденсат и нефть в Тиссайд (Великобритания). Общая производительность ЦПП по газу составляет примерно 60–70 млн.  $\text{нм}^3$  /сут. Представляет интерес также обустройство газового комплекса в голландском секторе Северного моря. Здесь в газовые скважины на каждой платформе для предупреждения гидратообразования вводят метанол, а также ингибитор коррозии (поскольку в газе много углекислого газа).

Газ со всех платформ собирается на ЦПП, где расположены входные сепараторы, установки осушки газа и регенерации триэтиленгликоля, а также установки регенерации метанола. По такой схеме подготовки, запатентованной фирмой «Ричфилд Ойл Корпорейшн», исключаются потери метанола с газом, поскольку он извлекается из газового потока триэтиленгликолем на установках осушки, затем объединяется с метанолом из входных сепараторов и регенерируется (в данном случае – до концентрации 98,7 % вес). Осушенный газ вместе с обезвоженным конденсатом из ЦПП направляется на береговую станцию.

Содержание конденсата в исходном газе не превышает  $5,7 \text{ см}^3 / \text{нм}^3$ . Общая производительность всех скважин (по проекту) –  $10,2 \text{ млн. } \text{нм}^3 / \text{сут}$ . Требуемые точки росы газа по воде и углеводородам различны для разных районов добычи. Для Северного моря, например, они составляют соответственно минус 9,5 и минус  $4^\circ\text{C}$  при  $70 \text{ кгс/см}^2$  (для самых холодных месяцев – января и февраля, в остальные месяцы требования менее строги).

**Контрольные вопросы:**

1. В чём назначение платформ?
2. Что с собой представляют гравитационно-свайные платформы?
3. Что называют периодом основных колебаний?
4. Что называют упругой башней?
5. Что называют надводной эксплуатацией?

## **Практическая работа №3**

### **«Изучение принципиальных технологических схем сепарации и предварительного обезвоживания нефти на морских платформах»**

#### **Учебная цель:**

Формировать умение выбора наземного и скважинного оборудования.

Формировать умение контроля за рациональной эксплуатацией оборудования.

Закрепить полученные теоретические знания по теме «Технологическое оборудование на платформах для подготовки продукции морских скважин».

Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

#### **Порядок выполнения работы:**

1. Следуя п.2 «Требования к оформлению отчетов» данных методических указаний выполнить практическую работу.

2. Необходимо изучить описание принципиальных технологических схем сепарации и предварительного обезвоживания нефти на морских платформах.

3. Обозначить арабскими и римскими цифрами на схеме (приложение III) потоки и оборудование данных технологических схем, согласно приведенному в данных методических указаниях описанию принципиальных технологических схем.

Для вариантов обустройства месторождения с транспортом нефти по подводному трубопроводу разработаны принципиальные технологические схемы БС и эксплуатационного комплекса блок-модулей ЛСП-Ю и ЛСП-С, предусматривающие выполнение на ЛСП БС технологических операций по подвариантам, обеспечивающим подготовку нефти до экспортной кондиции по воде, солям, мех примесям и упругости паров.

#### *Подвариант 1.1*

На ЛСП-С продукция скважин после сепарации от газа и свободной воды в установке предварительного сброса воды (УПС) (остаточной обводненностью до 20 %) по подводному трубопроводу под давлением сепарации направляется на ЛСП-Ю. В пластовую воду (80 % от объема добычи воды), очищенную от нефти и мех примесей в отстойнике – мультигидроциклоне типа НУР, добавляется в Р-1 морская вода насосами Н-3. После очистки от мех примесей в двухступенчатом фильтре (Ф) через деаэратор (ДА) насосами высокого давления Н-2 и Н-4 из буферного резервуара Р-1 вода дожимается до давления нагнетания и через распределительный коллектор поступает в нагнетательные скважины.

Газ после сепарации от капельной жидкости через С-1 поступает в энергетический модуль. Не использованный газ сбрасывается через факельный сепаратор (ФС) на факел.

Регламентное глушение скважин выполняется насосами, установленными в блок-модуле бурового комплекса (из-за малого давления на устьях фонтанирующих (до 1,0 МПа) и полуфонтаных (около 0 МПа), глушение скважин выполняется без циркуляции жидкости глушения). Аварийное глушение куста скважин водой выполняется насосами Н-3 по прямой схеме.

Очистка призабойной зоны скважин выполняется разрядкой по прямой или обратной схеме через блок разрядки и освоения скважин (БРО), который используется и для дренажа аппаратов и трубопроводов по закрытой системе. Дренажные стоки из открытой системы собираются в дренажные емкости (на схемах не показаны). Газ из БРО сбрасывается через факельный сепаратор, жидкость глушения и разрядки после отстоя от нефти и мех примесей возвращается в блокмодуль бурового комплекса (если в качестве жидкости глушения использован глинистый раствор) или перекачивается насосами в нефтегазосборный коллектор на начало процесса (если в качестве жидкости глушения применена вода). Мех примеси собираются в контейнеры и вывозятся на берег.

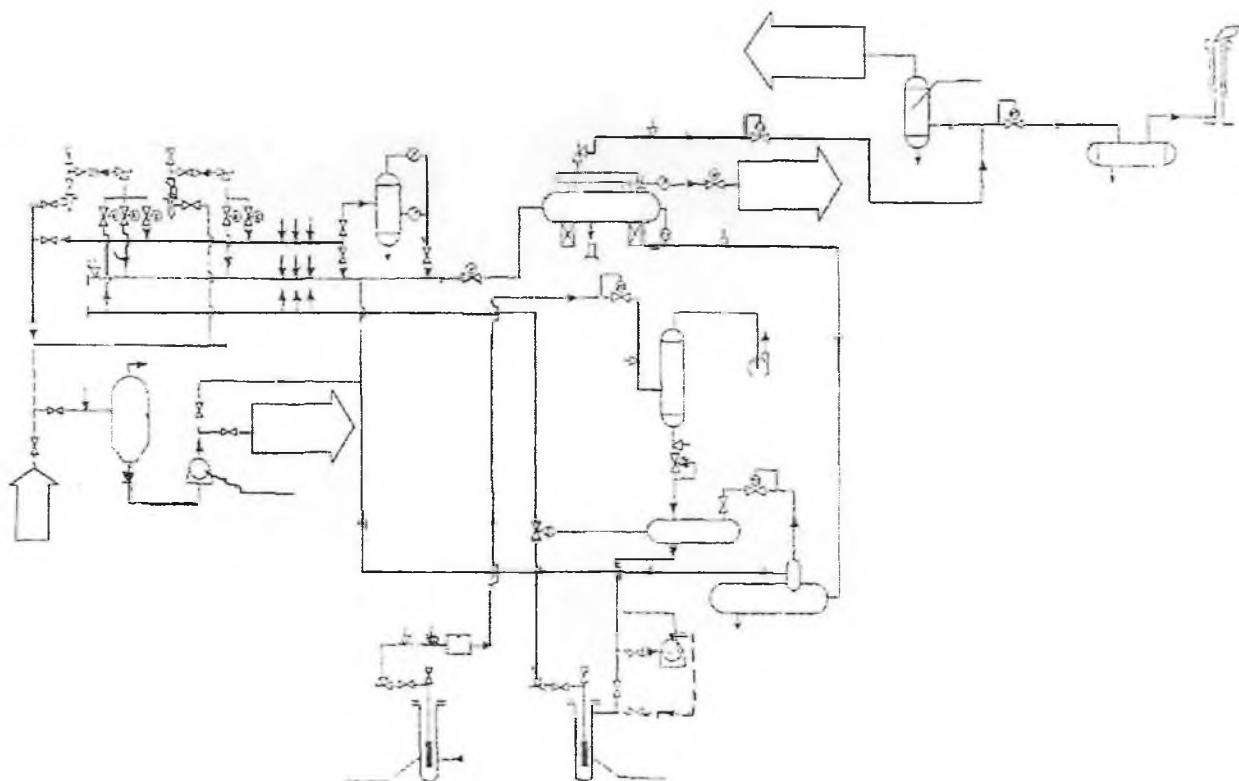


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема ЛСП-С

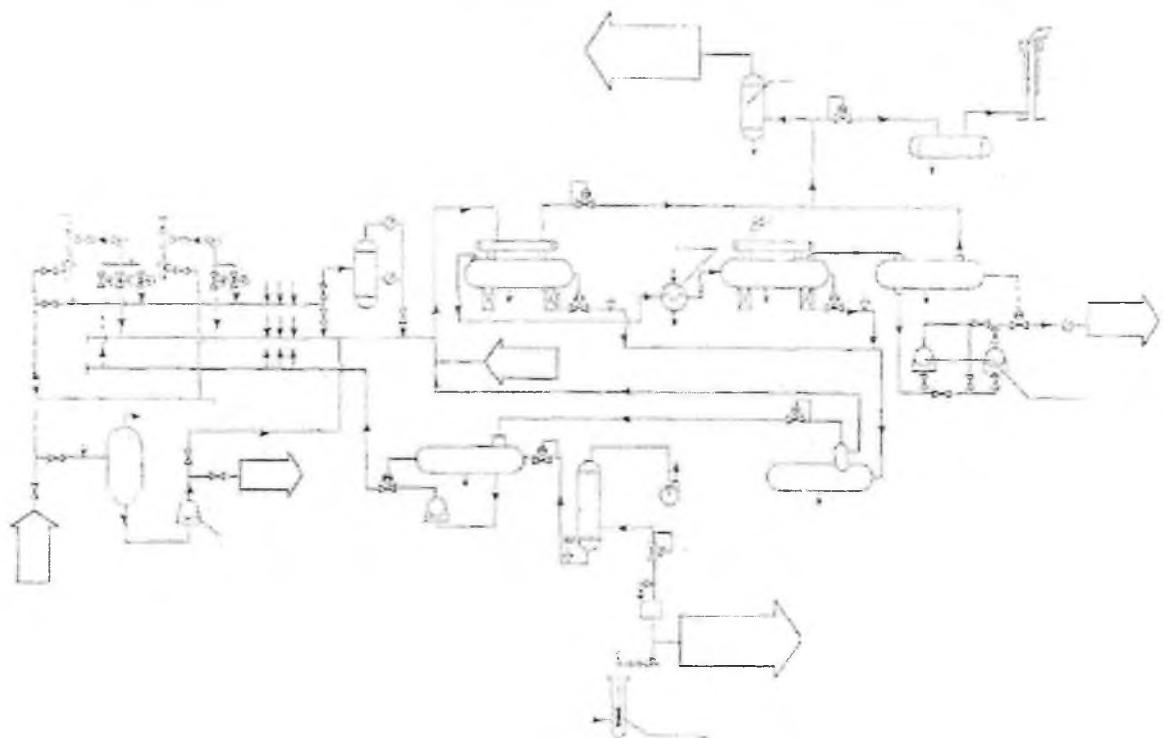


Рисунок 8 – Принципиальная технологическая схема ЛСП-Ю

На ЛСП-Ю продукция скважин после сепарации от газа и свободной воды в отстойнике первой ступени О-1, смешивается с эмульсией, добытой на ЛСП-С, обрабатывается деэмульгатором, подогревается в теплообменнике

«Нефть – пар» (П-1) и поступает на отстой в блочный отстойник О-2 для подготовки нефти. Подготовленная нефть с остаточной обводненностью до 5 % под давлением отстоя перетекает в буферный резервуар Р-1, откуда поступает на прием нефтяных насосов Н-5 для транспорта газонасыщенной нефти на БС.

Остальные процессы выполняются аналогично процессам на ЛСП-Ю.

На БС поступившая по подводному нефтепроводу нефтяная эмульсия (с обводненностью до 5 или 20 %) проходит через концевую сепарационную установку (КСУ) для сепарации газа под нулевым давлением, перетекает в сборные резервуары РВС, откуда насосами Н-1 через теплообменник Т-1 «Нефть – нефть», подогревается в печи П-1 до 60–80 °С. В динамическом отстойнике О-1 и в электрообессоливающей установке (ЭЛОУ) нефть очищается от воды и солей (до 0,5 % по воде и до 5 мг/л солей), охлаждается в Т-1 до температуры 20 °С и поступает в парк товарных резервуаров (ПТР), откуда насосами Н-2 направляется через пункт учета товарной нефти в систему магистральных нефтепроводов или по подводному трубопроводу перекачивается на месторождение при варианте транспорта нефти на экспорт. Перед ЭЛОУ нефть смешивается с пресной водой в смесителе (СМ). Часть товарной нефти направляется на автоматизированную малогабаритную блочно-комплектную установку производства моторных топлив МБУМТ, поскольку, как показали расчеты, газа для выработки электроэнергии оказалось недостаточно, часть добываемой нефти подлежит переработке в дизтопливо. Некондиционная нефть насосами Н-3 направляется на начало процесса подготовки нефти.

Дренируемая из резервуаров и аппаратов загрязненная нефтью пластовая вода по закрытой системе собирается в резервуаре Р-1, откуда насосами Н-4 проходит через отстойник – мультигидроциклон НУР, где очищается от нефти и мехпримесей. Собранная в резервуаре Р-2 очищенная пластовая вода насосами Н-5 направляется на утилизацию.

Газ из резервуаров и аппаратов по газоуравнительной системе поступает на прием компрессоров винтовых ВК и под давлением направляется на

утилизацию. Часть газа сбрасывается в газоуравнительную линию для поддержания давления в системе до 200 мм в.ст.

Принципиальные технологические схемы БС и МБУМТ показаны на рис. 9 и 10.

### *Подвариант 1.2*

Подвариант 1.2 отличается от подварианта 1.1 транспортом на БС из буферного резервуара Р-3 насосами Н-5 обводненной до 20% нефти после установок предварительного сброса воды (УПС) на обеих платформах.

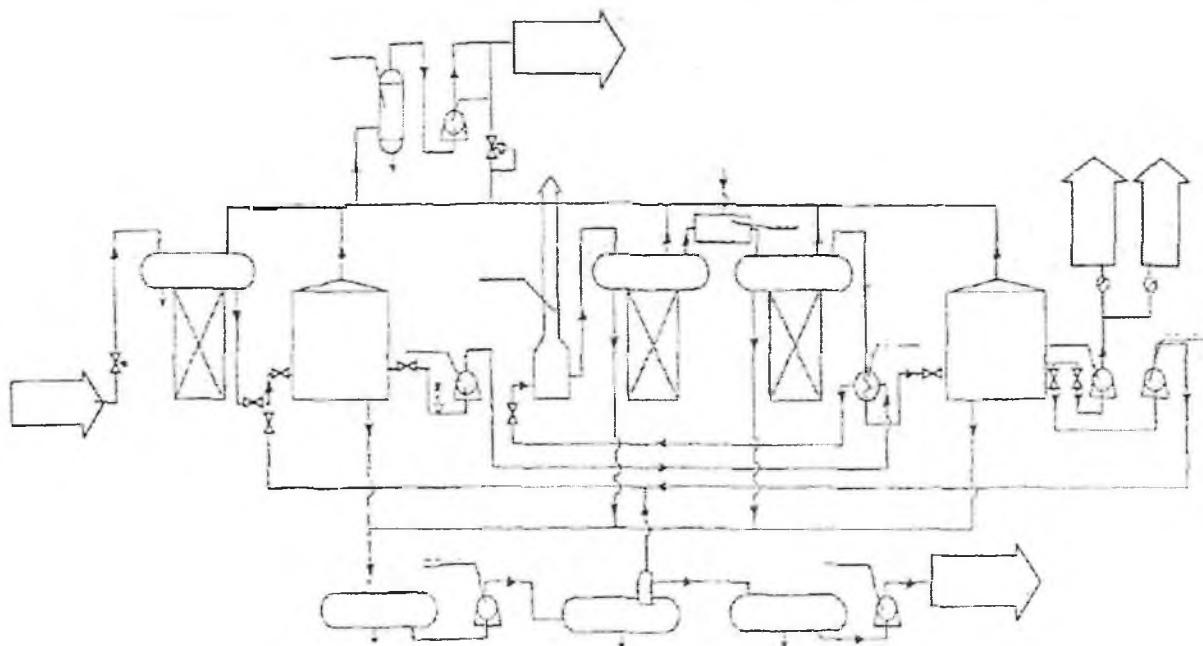


Рисунок 9 – Принципиальная технологическая схема БС

Необходимо отметить, что на ранних этапах освоения месторождений почти всегда имеет место недостаточная изученность залежи к началу составления технологической схемы ее разработки. Поэтому необходимо на этапе проектирования обустройства месторождения проработать различные варианты технологических схем подготовки продукции морских скважин, что позволит выбрать наиболее рентабельную из них.

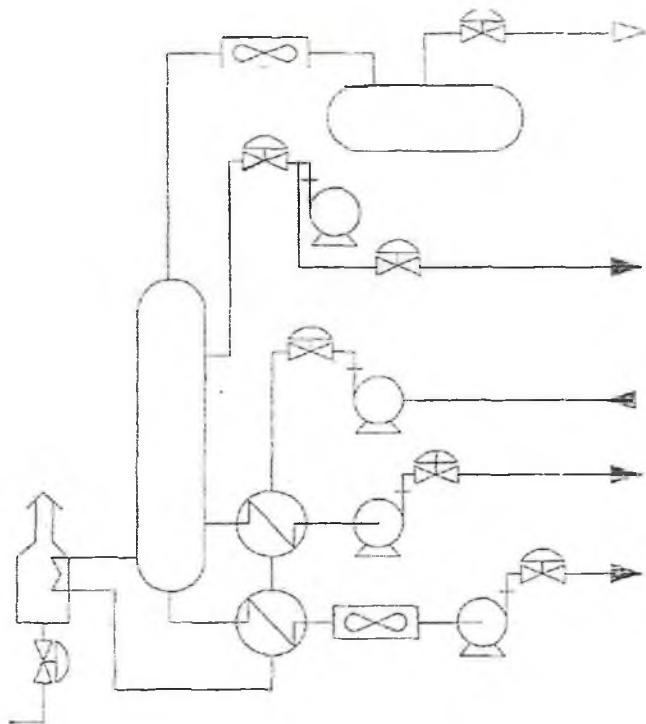


Рисунок 10 - Принципиальная технологическая схема МБУНТ

4. Подготовиться, после выполнения, к защите согласно п.3 «Защита практической работы» данных методических указаний.

### Краткие теоретические сведения

Первоначально добываемая жидкость поднимается из пласта за счет пластового давления. Однако впоследствии ее подъем осуществляется посредством погружных насосов или газлифта. Сырая нефть перекачивается в подводный трубопровод. Если температура застывания нефти высокая, то может понадобиться закачка депрессоров.

Попутно добываемая вода после сепараторов попадает в очистную установку флотационного или коалесцентного типа, где из нее извлекаются остатки нефти, после чего вода сбрасывается в море.

Газ из сепараторов попадает в установку для получения топливного газа. Там газ сжимается, очищается, фильтруется и становится пригодным для использования в качестве топлива для газовых турбин. Излишки газа через

факельную систему выбрасываются в атмосферу. После сжатия газ можно закачать в пласт, но на малых месторождениях это нецелесообразно.

Подготовка нефти включает сепарацию нефти, газа и воды, дегидрирование сырой нефти, перекачку и измерение количества товарной нефти.

### *Сепарация.*

Добываемая жидкость через коллектор поступает в сепарационную систему. На первой ступени сепарации из смеси извлекается большая часть воды, которая затем при помощи регулятора уровня направляется на установку по подготовке воды.

Газ после сепарации поступает в компрессор, а нефть – на вторую ступень сепарации.

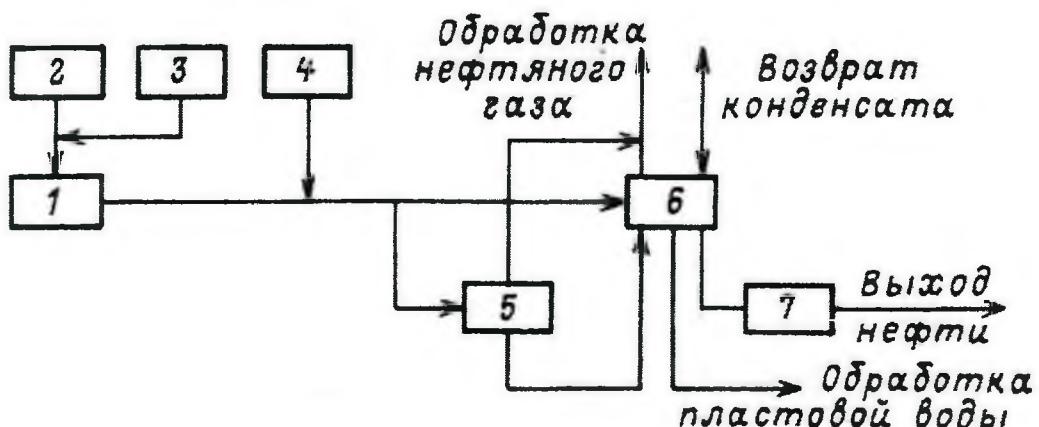


Рисунок 11 – Принципиальная блок-схема сбора продукции нефтяных скважин:

1 – эксплуатационные скважины; 2 – ингибиторы коррозия; 3 – газ для газлифта; 4 – противовенные и дезмульгирующие агенты; 5 – замерный сепаратор; 6 – сепарация продукции скважин; 7 – основные нефтеперекачивающие насосы. Ступенчатая сепарация: 2-я ступень – 100·упругость паров по Рейду; 3-я ступень – 10·упругость паров по Рейду

На второй ступени сепарации осуществляется дальнейшее разделение смеси на воду и газ. Вода после второй и третьей ступени сепарации при

помощи регуляторов уровня направляется на установку по подготовке воды, а нефть после второй ступени – на третью ступень сепарации, на которой осуществляется дальнейшее извлечение воды, а при необходимости – обработка эмульсии.

*Замерный сепаратор.* Поток из каждой скважины можно через манифольд направить в замерный сепаратор. На выходе из этого сепаратора осуществляется постоянное измерение количества нефти, газа и воды. Вода при помощи регуляторов уровня поступает на установку по подготовке воды, газ – в компрессор, а нефть при помощи регуляторов уровня направляется на первую ступень сепарации.

*Депрессантная присадка.* Если нефть характеризуется высокой температурой застывания, то, чтобы свести к минимуму проблемы, возникающие при транспортировке такой нефти по подводному трубопроводу, требуется провести закачку депрессантной присадки. Этап нефтеперекачивающие насосы на входе трубопровода.

*Насосная перекачка нефти.* Сырая нефть из сепаратора третьей ступени откачивается в трубопровод, проходя при этом через измерительное оборудование. Три бустерных насоса, подача каждого из которых составляет 50 % пропускной способности трубопровода, питают три установленных на магистральном трубопроводе насоса, подача каждого из которых составляет 50 % пропускной способности этого трубопровода.

*Очистка попутно добываемой воды.* Попутно добываемая вода из сепараторов по трубопроводу подается в уравнительную емкость, в которой осуществляется извлечение свободной нефти с целью предотвращения перегрузки флотационных установок. Нефть с помощью регуляторов уровня извлекается из уравнительной емкости и откачивается в сепаратор второй ступени. Вода с помощью регуляторов уровня подается равномерно на две флотационные установки. Чистая вода с флотационных установок сбрасывается в колонну, погруженную под уровень моря, а нефть идет на вторую ступень сепарации. Туда же поступает нефть, откачиваемая из указанной колонны.

**Контрольные вопросы:**

1. Основные преимущества подводной эксплуатаций.?
2. В чем заключается надежность подводного оборудования?
3. Проблема обслуживания подводного оборудования.
4. За счет чего осуществляется добыча нефти до внедрения вторичных и третичных методов?
5. Какие режимы пласта вы знаете?

## **Практическая работа №4**

### **«Изучение принципиальных технологических схем установки осушки газа на морских платформах»**

#### **Учебная цель:**

Формировать умение выбора наземного и скважинного оборудования.

Формировать умение контроля за рациональной эксплуатацией оборудования.

Закрепить полученные теоретические знания по теме «Технологическое оборудование на платформах для подготовки продукции морских скважин».

Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития.

#### **Порядок выполнения работы:**

1. Следуя п.2 «Требования к оформлению отчетов» данных методических указаний выполнить практическую работу.

2. Необходимо изучить описание принципиальных технологических схем установки осушки газа на морских платформах.

3. Обозначить арабскими и римскими цифрами на схеме (приложение IV) потоки и оборудование данных технологических схем, согласно приведенному в данных методических указаниях описанию принципиальных технологических схем.

Углеводородный конденсат всегда содержит в своем составе остаточную воду, которую довольно сложно отделить отстаиванием. Если конденсата, повторно закачиваемого в газ, сравнительно немного, то это практически не сказывается на точке росы осущененного газа. В случае же больших количеств углеводородного конденсата вносимая им в газ влага может существенно повысить точку росы газа по воде.

Поэтому требуется либо осушать газ в абсорбере до более низкой точки росы, что технически - весьма сложно (более высокие концентрации гликоля, большее число тарелок в абсорбере), либо обезвоживать конденсат до введения его в газ. Один из способов обезвоживания конденсата, запатентованный фирмой «Юлэк, Сиволз энд Брайсон» рассмотрен на рис. 12. Принцип его заключается в том, что сначала газ осушается в нижней части абсорбера 2, затем осушенным газом продувают водосодержащий конденсат в средней части абсорбера, и газ, поглотивший воду из конденсата, повторно осушают в верхней части аппарата. Описанный способ требует более сложной конструкции абсорбера, чем в предыдущих двух схемах, но позволяет сохранить точку росы осушенного газа по влаге, поэтому используется на газоконденсатных месторождениях с большим содержанием конденсата.

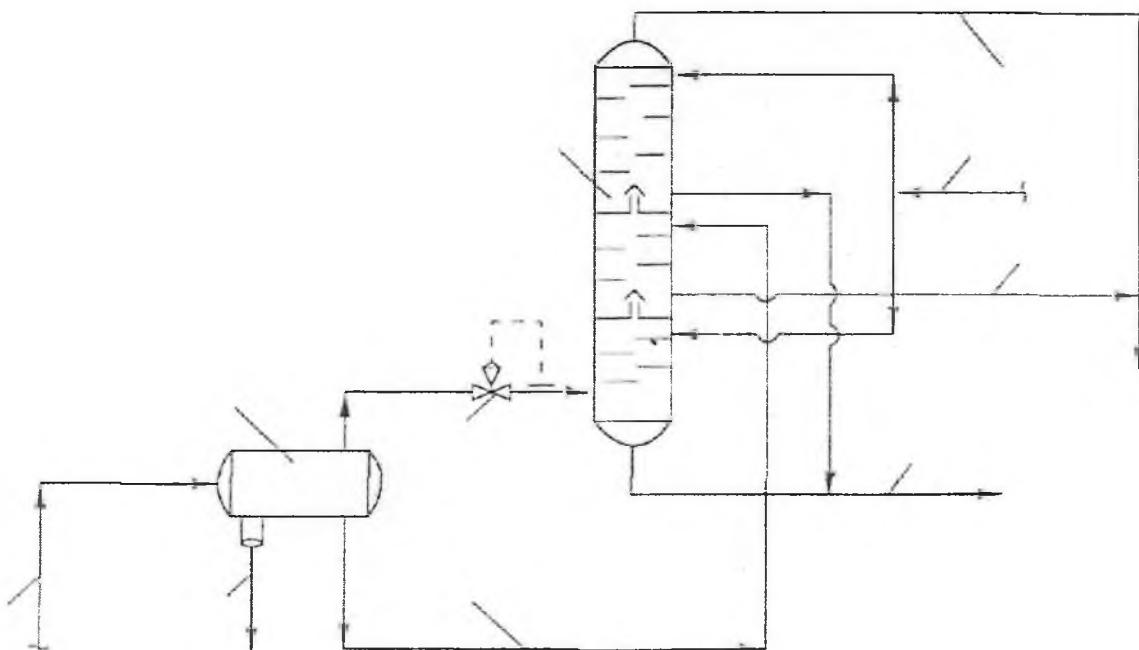


Рисунок 12 – Принципиальная подготовка газа путем его осушки гликолем и обезвоживанием конденсата

Другим технологическим решением, позволяющим осуществить совместный транспорт осушенного газа с конденсатом по подводному трубопроводу, является предварительный подогрев газа. Эта схема представлена на рис. 13. Сырой газ из скважин 1 подается в огневую печь 2,

которая исключает возможность образования гидратов после дросселирования потока, после чего сепарируется в 3 и подается в абсорбер 4, где осушается с избытком и далее через теплообменник 5 транспортируется на берег 14. Одновременно достаточно прогретый конденсат хорошо разделяется в трехфазном сепараторе 12; причем газ выветривания 9 используется на платформе на собственные нужды, а отделившаяся вода сбрасывается в море. Конденсат же насосом 10 закачивается в газопровод 13, протянутый на берег. Гликоль, насыщенный в абсорбере влагой, дегазируется в 6, поступает на регенерацию в десорбер 7 и далее насосом снова подается в абсорбер. Эта схема обладает хорошим преимуществом, выражющимся в том, что на платформе используется лишь один химреагент из группы гликолов. Отсутствие метанола в этом решении позволяет, во-первых, сбрасывать свободную воду в море, во-вторых, исключить необходимость площади на платформе для хранения метанола и, в-третьих, не загрязнять гликоль водометанольными растворами (и регенерация гликоля в отсутствие метанола идет значительно лучше).

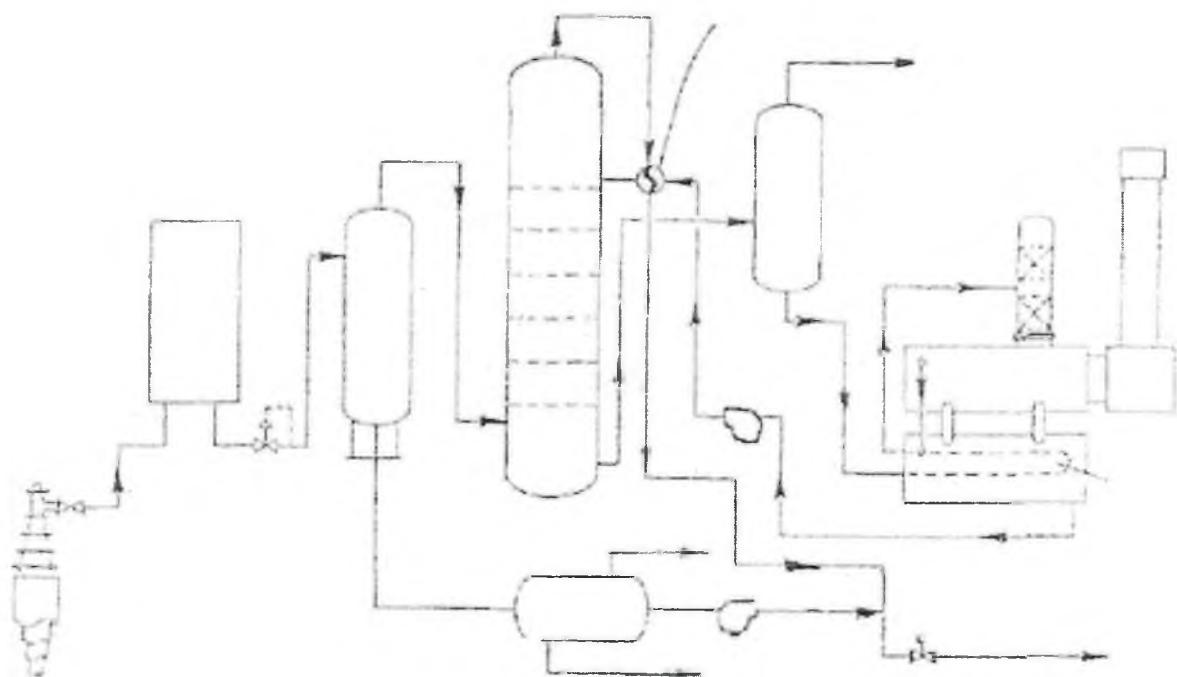


Рисунок 13 – Схема с предварительным подогревом и осушкой газа и с откачкой конденсата

4. Подготовиться, после выполнения, к защите согласно п.3 «Защита практической работы» данных методических указаний.

### **Краткие теоретические сведения**

В ряде случаев (подача газа из подводных скважин, низкая температура или высокое давление газа на устьях скважин, расположенных на платформе) возникает необходимость одновременного использования метанола и гликоля (преимущественно, три-этиленгликоля): первое – для предотвращения гидратообразования, и второе – для осушки газа. Такое техническое решение требует дополнительной площади, усложняет всю технологическую цепочку, повышая пожарно и экологическую опасность. И тем не менее эти решения реализованы на некоторых морских газоконденсатных месторождениях. Принципиальная технологическая схема подготовки газа и конденсата на Штокмановском газоконденсатном месторождении (Барен- цево море), которая была разработана авторами во ВНИПИморнефтегазе (в содружестве с Т.М. Бекировым – ВНИИгаз и В.П. Мальхановым – «Криокор») в 1994 г., в Технико-экономическом обосновании вышеупомянутого месторождения. В этой схеме предложен ряд оригинальных технических решений, обусловленных специфическими условиями залежи (глубина воды 350 м, удаленность от берега свыше 600 км и др.). Поскольку была обоснована необходимость применения метанола на платформе, то с целью исключения его завоза предложено получать метанол из газа методом его прямого окисления кислородом воздуха в объемах, необходимых только для собственных нужд, непосредственно на самой платформе.

Суть способа получения метанола заключается в окислении газа кислородом воздуха при давлении 4–6 МПа и температуре 400–500 °С. При этом воздух необходимо компримировать, т. е. затратить энергию. Эту задачу на платформе можно решить путем детандирования той части газа, которая затрачивается на выработку электроэнергии для нужд платформы.

Одновременно с детандированием производится сжатие воздуха, т. е. используется турбодетандер (ТДА) «газ – воздух». И поскольку концентрация метанола в окислившемся газе составляет всего 40–50 %, а для ингибирирования газа необходимо иметь примерно 90 %, то повышение концентрации образовавшегося водо- метанольного раствора осуществляется путем его выпаривания вместе с отработанным (уловленным) метанолом, имеющим ту же концентрацию. Поэтому растворы смешиваются и подаются на блок регенерации, откуда поступают в технологическую цепочку обработки газа.

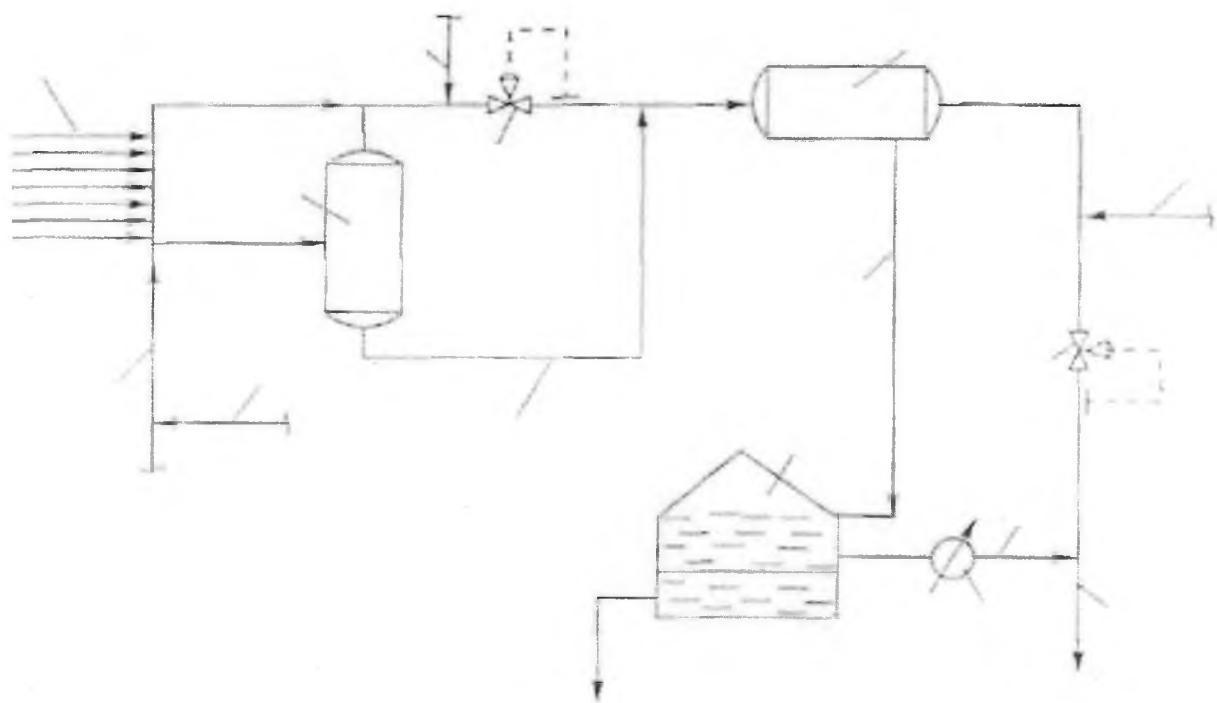
Таким образом, обеспечивается безгидратный транспорт газа на берег.

### **Контрольные вопросы:**

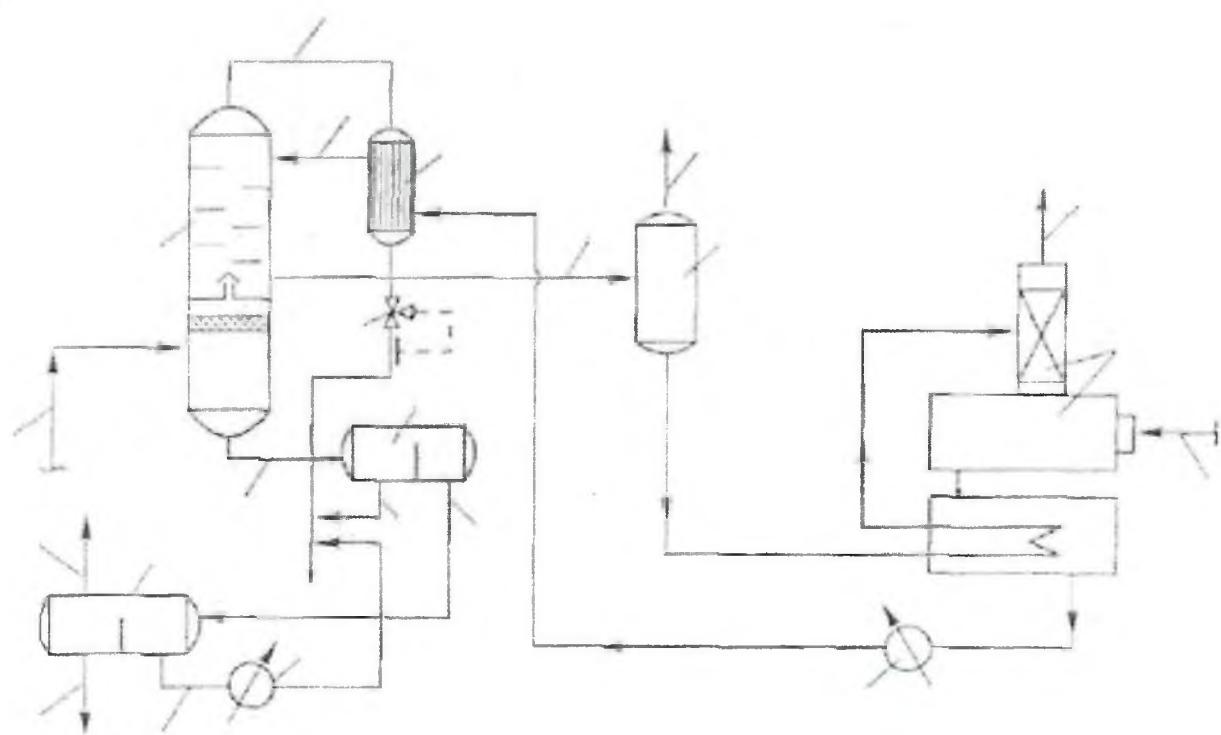
1. Что происходит при падении пластового давления ниже давления насыщения?
2. Что такое коэффициент охвата?
3. Какие способы эксплуатации существуют на шельфе?
4. В каких вариантах осуществляется механизированный способ добычи?
5. За счет чего происходит подъем добычи углеводородов при фонтанном способе добычи?

## Приложение I

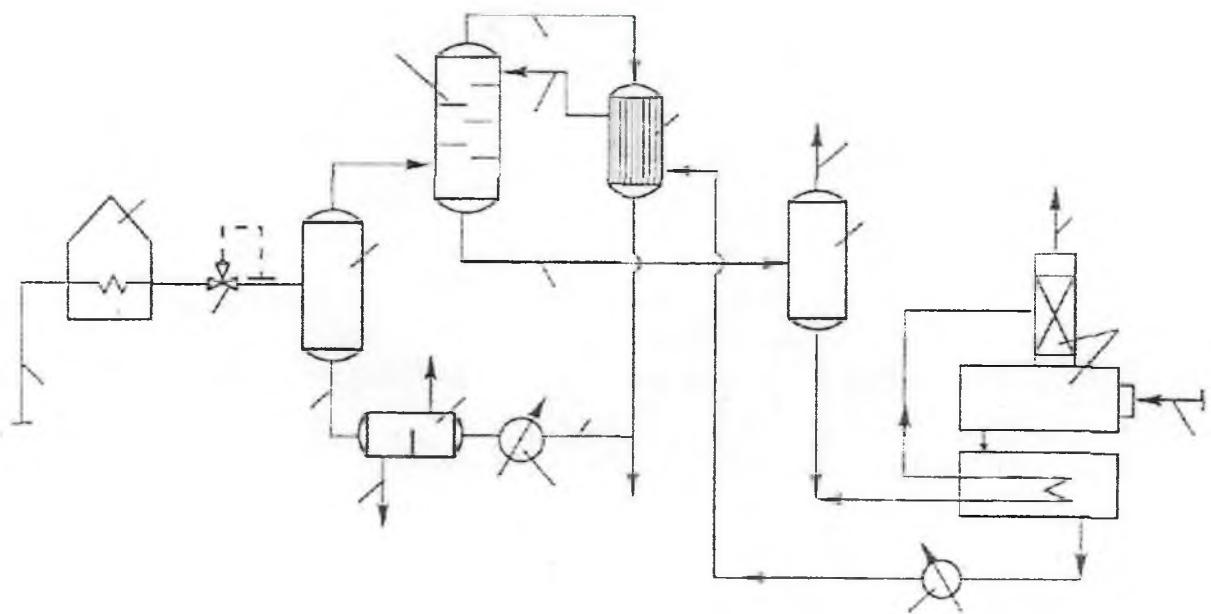
1.



2.

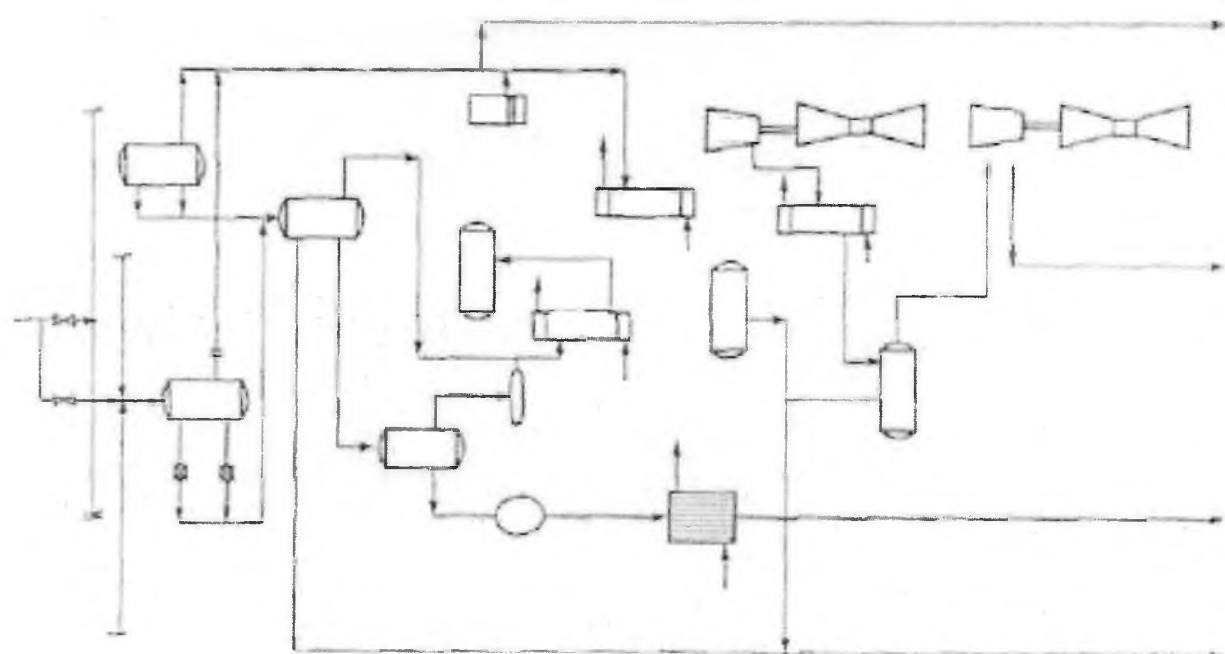


3.

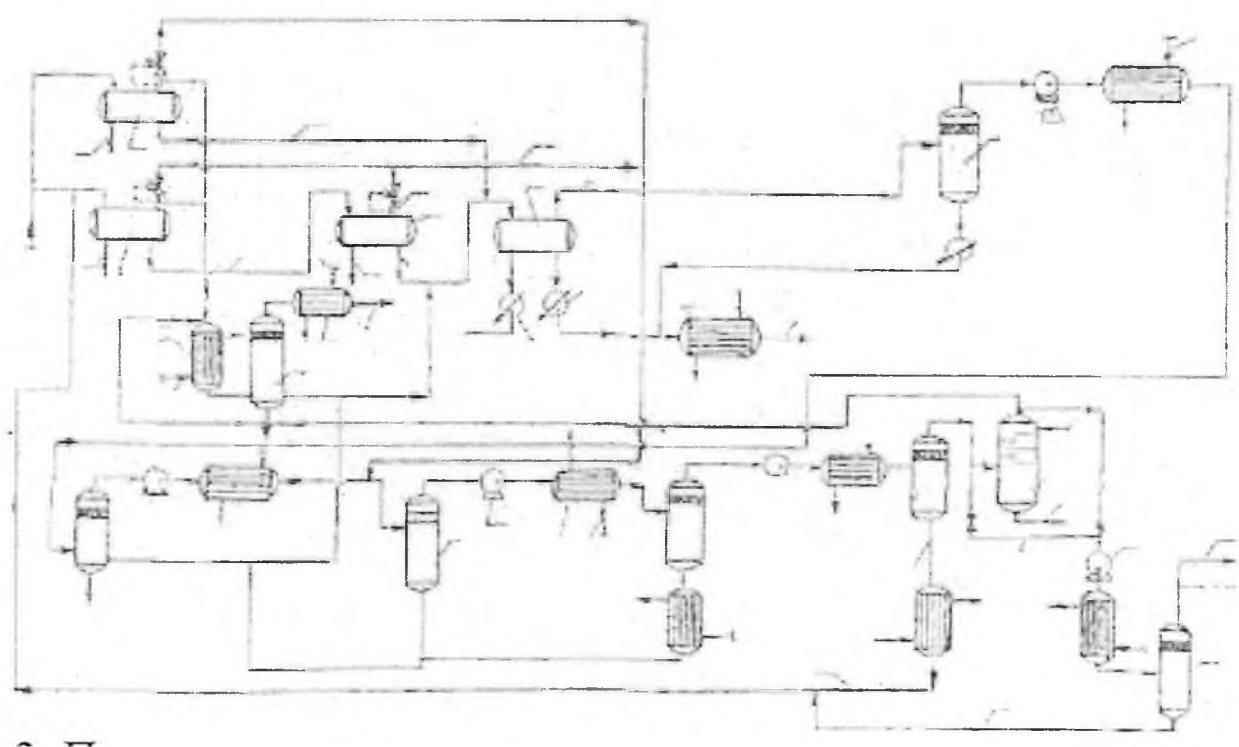


## Приложение II

1.

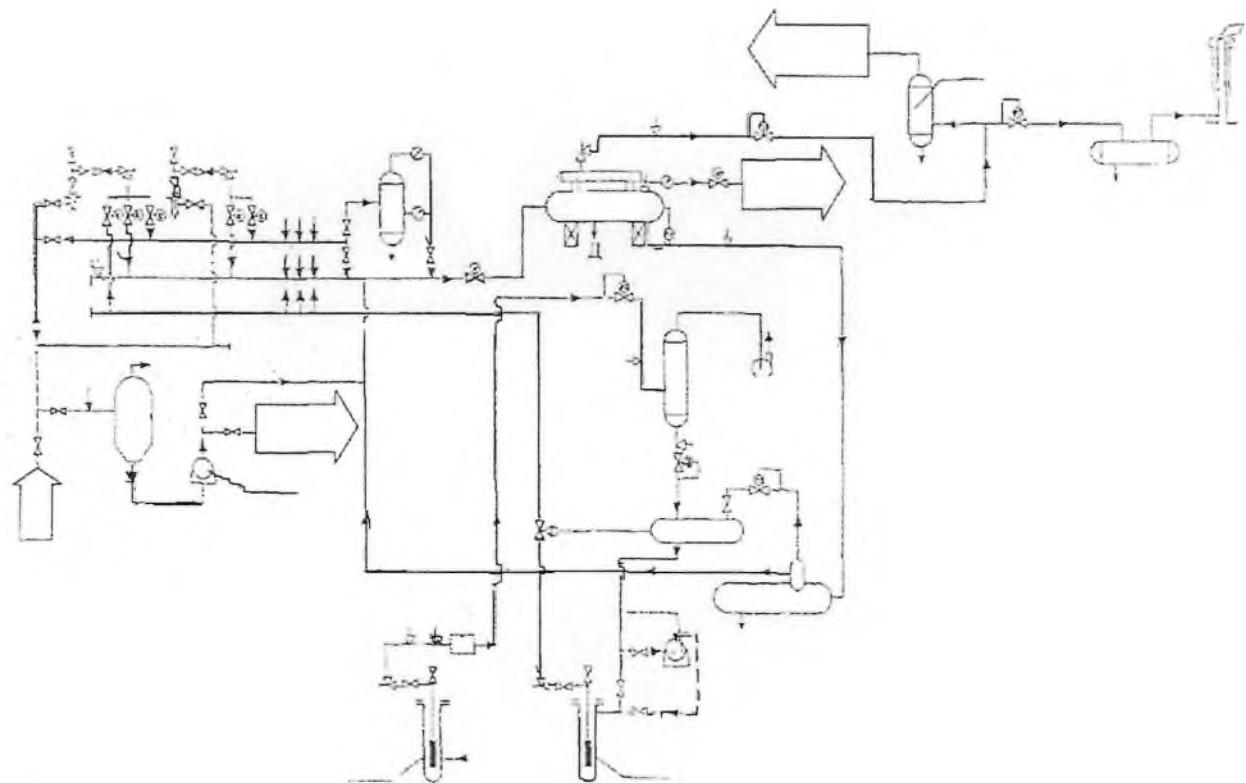


2.

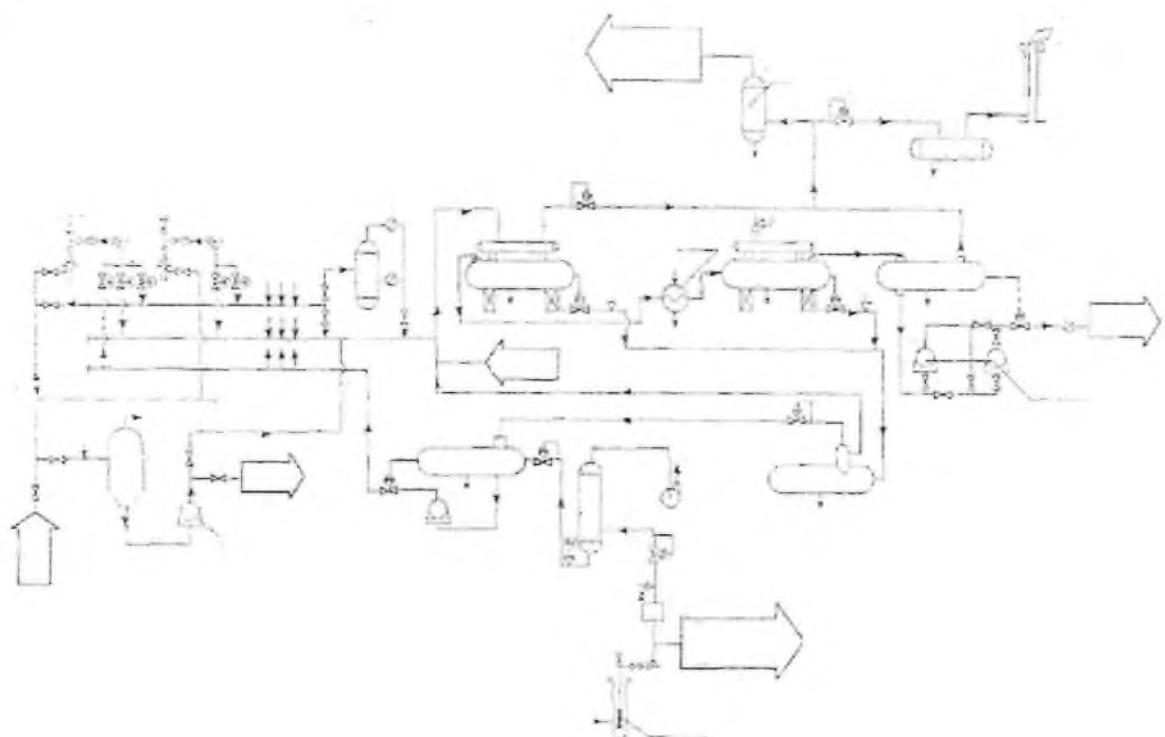


### Приложение III

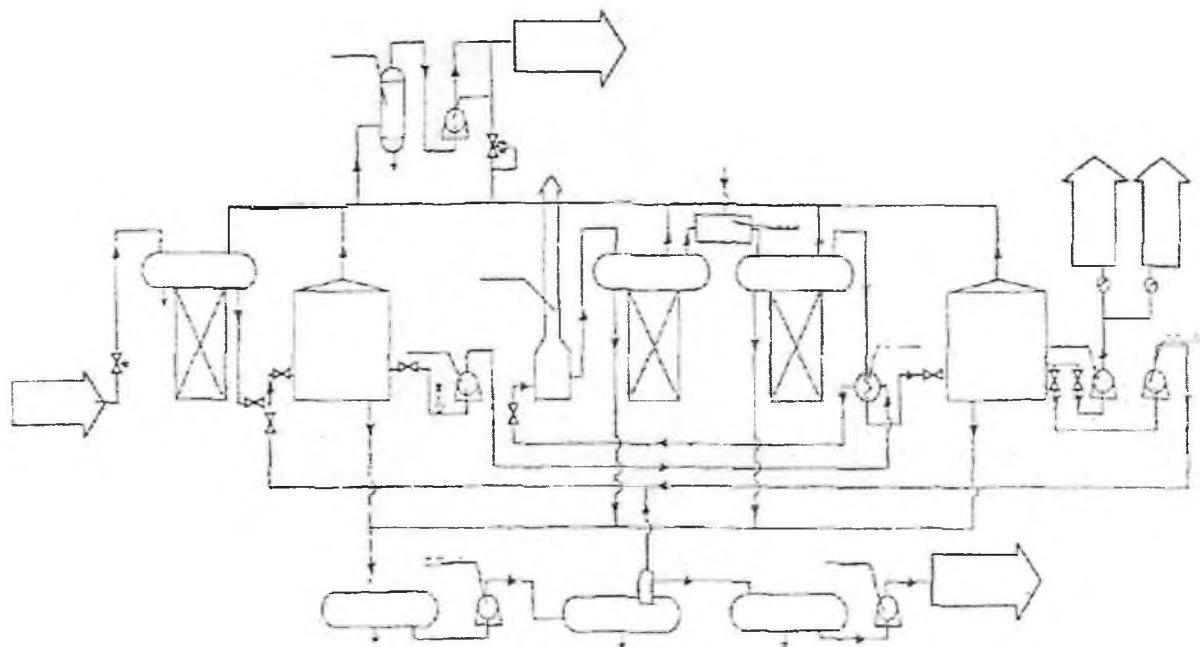
1.



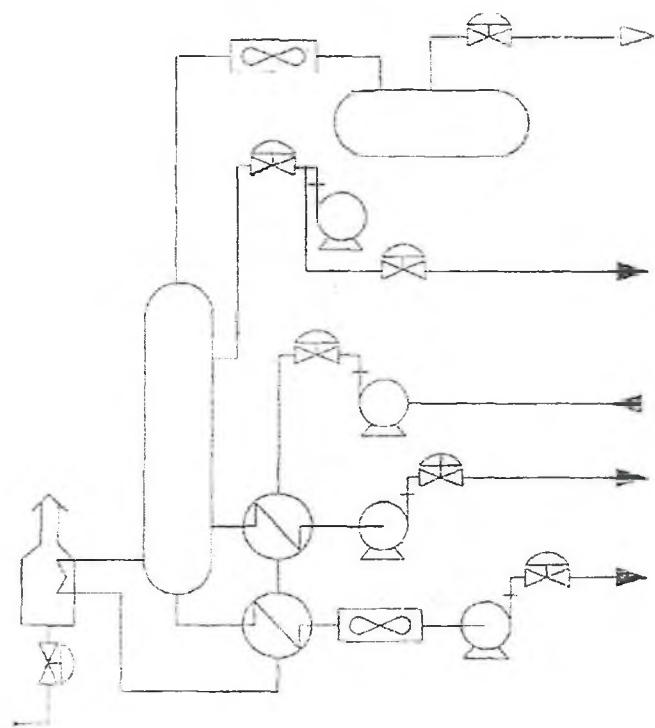
2.



3.

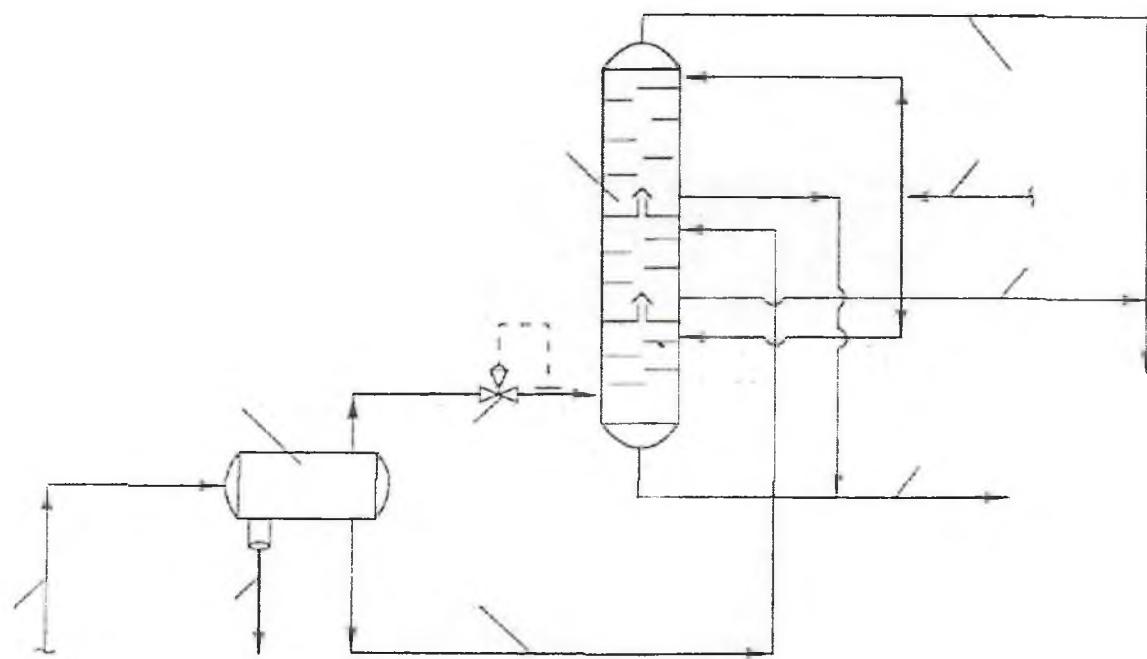


4.

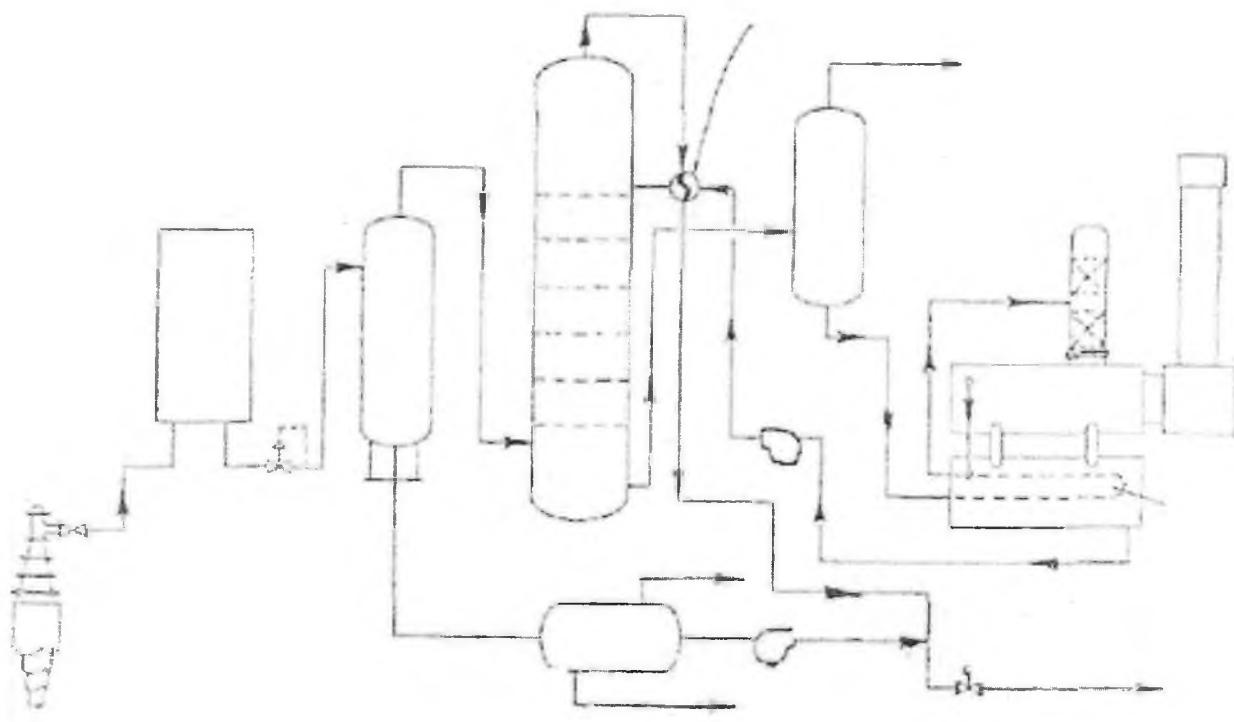


Приложение IV

1.



2.



## **Список использованных источников (перечень учебной, справочной и специальной литературы)**

1. Рассохин С.Г. Оператор по добыче нефти и газа. М.: Академия, 2002 г. 158с.
2. Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата. М.: Недра, 1983. 267с.
3. Ахмеджанов Т.К., Үскак А.С. Освоение шельфовых месторождений: Учеб. пособие. М.: Алматы: КазНТУ, 2008 г. – 259 с.
4. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983г. 360с.

### Интернет-ресурсы:

1. Электронно-библиотечная система издательства «ЛАНЬ». URL: <http://e.lanbook.com/> (договор на предоставление доступа к ЭБС от 28.03.2016 № 6/2016-ГТНУ).
2. Электронно-библиотечная система IPRbooks. URL: <http://www.iprbookshop.ru> (договор на предоставление доступа к ЭБС IPRbooks от 10.03.2016 № 1842/16).

## ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ

СОГЛАСОВАНО

Старший методист

М.В. Отс

М.В. Отс

Методист по ИТ

Ю.В. Пеховкина