**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ

ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Сургутский нефтяной техникум**

(филиал) Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения

высшего образования «Югорский государственный университет»

**ПОГРАММА, МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**И КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ**

**ДЛЯ СТУДЕНТОВ – ЗАОЧНИКОВ**

**ПМ.01 МДК.01.03. Тема** «Сбор и подготовка скважинной продукции»

по специальности СПО

**21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений**

(базовой подготовки).

Общие методические указания

Междисциплинарный курс «Сбор и подготовка скважинной продукции» является специальной, устанавливающей базовые знания для освоения специальности 21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и предусматривает изучение технологической цепочки движения нефти, газа и воды от устья скважины до конечного пункта на месторождении, принципа действия промысловых установок и оборудования.

В результате изучения предмета студент должен:

Знать - системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа; методы измерения продукции скважин; конструкцию и принцип действия сепараторов, промысловых трубопроводов, установок комплексной подготовки нефти, резервуаров, установок по подготовке воды; технологию подготовки скважинной продукции.

Уметь - составлять технологические схемы работы промысловых установок; производить расчеты отдельных агрегатов, установок и трубопроводов.

Программный материал должен изучаться в неразрывной связи с задачами развития нефтяной и газовой промышленности. Особое внимание должно быть уделено достижениям науки и техники.

При самостоятельном изучении предмета предусматривается:

-проработка всех тем программы по рекомендуемой литературе;

-ведение конспекта;

-ответы на вопросы для самопроверки;

-выполнение контрольной работы; выполнение практических работ;

-сдача экзамена

Данный предмет тесно связан с целым рядом других дисциплин, таких как: «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Гидравлика», «Нефтепромысловые машины и механизмы»», «Автоматизация производства и КИП»

Поэтому, успешное изучение данного предмета в известной мере зависит от степени усвоения положений перечисленных дисциплин.

При изучении предмета необходимо пользоваться не только учебными пособиями, рекомендуемыми методическими указаниями, но и журналами нефтяной и газовой промышленности, реферативными сборниками.

Только систематический просмотр периодической литературы позволит учащемуся быть в курсе последних достижений в области техники и технологии добычи нефти и газа и использовать знания в своей практической работе на предприятии.

**Введение**

Развитие нефтяной и газовой промышленности на современном этапе. Основные требования, предъявляемые к организации сбора и подготовки нефти, газа и воды. Перспективы развития техники и технологии сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды на месторождениях.

Дисциплина «Сбор и подготовка скважинной продукции», ее содержание, связь с другими дисциплинами.

Методические указания

В течение многих лет нефтегазовый комплекс (НТК) является основой энергоснабжения страны и одним из ее важнейших народнохозяйственных комплексов. Сегодня НТК обеспечивает более 2\3 общего потребления первичных энергоресурсов и 4/5 их производства НТК может стать одной из основных движущих сил экономического развития страны, реальным «локомотивом» ее экономического роста в результате реализации нефтегазовых проектов.

Основными экономическими целями дальнейшего развития НТК с позиции государства являются:

-стабильное, бесперебойное и экономически эффективное обеспечение внутреннего платежеспособного спроса страны нефтью, газом и продуктами их переработки (НТК - поставщик углеводородов);

-экономически эффективное обеспечение внешнего платежеспособного спроса нефтью и газом и продуктами их переработки (НТК - поставщик валюты); - обеспечение стабильных поступлений налогов в бюджет (НТК - поставщик налогов).

Нефтяная промышленность России характеризуется все менее и менее благоприятными показателями своего развития. Одной из важнейших проблем по праву считается резкое ухудшение состояния сырьевой базы комплекса как в количественном (сокращение объема), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношениях.

Современные системы сбора и подготовки продукции скважин предусматривают максимальное использование давления на устье скважин для обеспечения транспортирования нефтегазовой смеси как по промысловым трубопроводам, так и через все технологические установки, включая установки подготовки нефти и воды. При этом высокая эффективность производства достигается в результате совмещения различных технологических процессов в одних аппаратах.

В настоящее время разработаны унифицированные системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, в которых используется индустриализация обустройства всех объектов. Индустриализация обустройства промысловых объектов представляет собой комплектно-блочное исполнение заводского изготовления всего оборудования, в результате чего объем монтажных операций на месте эксплуатации оборудования резко сокращается.

Нефтяниками нашей страны за последние годы проделана огромная творческая работа по совершенствованию технологии и техники объектов сбора, подготовки и транспортирования нефти и газа. Это позволило перейти от самотечных систем сбора к герметизированным напорным системам; от простейшей подготовки нефти, осуществляемой, как правило, в резервуарах с большими потерями легких компонентов, значительными эксплуатационными расходами и низким качеством товарной нефти - к технологически совершенным комплексным установкам, обеспечивающим получение высококачественных нефтей; от простейших компрессорных систем отбензинивания нефтяных газов с низким коэффициентом извлечения целевых компонентов к современным газоперерабатывающим комплексам.

Вопросы для самопроверки

1. Какая роль отводится НТК в экономическом развитии страны?
2. Какие основные требования предъявляют к организации сбора и подготовки скважинной продукции?
3. Какие достижения в области техники и технологии сбора и подготовки скважинной продукции?

**Тема 1.**

**Системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа**

Студент должен:

знать: этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения; вопросы, разрабатываемые в проекте обустройства месторождения; системы сбора нефти, газа и воды, их достоинства, недостатки и пути совершенствования.

уметь: составлять принципиальные схемы сбора и транспорта продукции скважин на месторождении и пользоваться ими.

Этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения. Общие сведения о проектах разработки и обустройства нефтяного месторождения.

Системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти и газа на месторождении. Факторы, влияющие на выбор системы сбора нефти и газа Двухтрубная самотечная схема сбора нефти и газа Высоконапорная грозненская система сбора Напорная система сбора Гипровостокнефти. Система сбора и транспорта на месторождениях континентальных шельфов. Пути дальнейшего совершенствования систем сбора нефти и газа Система сбора высоковязкой и парафинистой нефти. Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтегазодобывающих районов, их назначение, варианты и рекомендации по применению. Сокращение потерь нефти и газа и охрана окружающей среды при сборе и подготовке нефти, газа и воды.

Самостоятельная работа

Особенности сбора и подготовки сероводородосодержащих нефтей.

Форма проведения: изучение вопроса по учебной литературе.

*Литература: [1] стр. 3-22, [2] стр. 3-12, [4] стр, 14-24*

Методические указания

Приступая к изучению материала настоящей темы, необходимо рассмотреть этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения. Началом эксплуатации любого нефтяного месторождения следует считать получение промышленных притоков нефти из разведочных скважин. Рациональная разработка и эксплуатация нефтяного месторождения производится постепенно, по мере накопления всевозрастающей информации об этом месторождении, получаемой при бурении разведочных скважин и пробной их эксплуатации. Сначала составляется проект разработки. Для его составления проектная организация должна иметь следующие основные сведения:

размер нефтеносной площади и ее конфигурацию, а также число и мощность продуктивных горизонтов;

запасы нефти и нефтяного газа и их физико- химические свойства;

коллекторские свойства продуктивных горизонтов;

структуру залегания нефтяной залежи, наличие тектонических нарушений и др., пластовое давление и температуру;

климатические условия в районе данного месторождения.

На основании проекта или технологической схемы разработки проектная организация составляет проект обустройства месторождения. К основным требованиям, предъявляемым к проекту обустройства месторождения относятся:

автоматическое измерение количества нефти, газа и воды по каждой скважине;

обеспечение герметизированного сбора нефти, газа и воды на всем пути движения от скважины до магистрального нефтепровода;

доведение нефти, газа и пластовой воды на технологических установках до норм товарной продукции, автоматический учет этой продукции;

максимальное использование энергии пласта и рельефа местности;

обеспечение высоких экономических показателей по капитальным затратам, снижению металлоемкости и эксплуатационных расходов;

надежность эксплуатации технологических установок и возможность полной их автоматизации;

изготовление основных узлов систем сбора нефти и газа и оборудования технологических установок в блочном исполнении с полной автоматизацией технологического процесса

Учащиеся должны уяснить, что в проект обустройства месторождения входят, кроме многочисленных сооружений основного производственного назначения, обеспечивающих добычу, сбор и подготовку нефти, газа и воды, многочисленные вспомогательные сооружения (дороги, энергоснабжение, связь, механические мастерские, авто- и тракторные базы, склады и др.). В проектах обустройства нефтяных месторождений разрабатываются мероприятия по предупреждению загрязнения окружающей среды при сборе и подготовке нефти, газа и воды.

До недавнего времени большинство нефтяных площадей обустраивались негерметизированными двухтрубными самотечными системами сбора скважинной продукции. В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустраиваются, как правило, высоконапорными герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Существует несколько разновидностей герметизированных систем сбора:

системы сбора, зависящие от величины и конфигурации нефтяного месторождения;

системы сбора, зависящие от рельефа местности;

системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий, а также от климатических условий данного месторождения.

Следует отметить, что высоконапорные системы совместного сбора и транспортирования нефти и газа имеют существенные преимущества перед низконапорными системами с раздельным сбором и транспортированием нефти и газа. Эти преимущества заключаются не только в экономии затрат на сооружение трубопроводов, но и в создании условий по укрупнению и централизации объектов нефтепромыслового хозяйства, их автоматизации и телемеханизации, рациональному использованию избыточной энергии пласта, сокращении потерь нефти и газа, повышении эффективности технологических процессов, широкой индустриализации строительства. Повышение давления в системе при этом может быть обеспечено с помощью погружных насосов и дожимных насосов-компрессоров. При отсутствии их избыточная пластовая энергия, необходимая для совместного транспортирования нефти и газа, может быть также получена и путем искусственного поддержания пластового давления в процессе разработки месторождения.

Сказанное выше свидетельствует о необходимости нового подхода к разработке месторождений, при котором наземный нефтепровод до централизованного сборного пункта должен рассматриваться как элемент единой гидродинамической системы пласт-скважина - нефтепровод. Заключительным звеном в каждой системе сбора нефти и газа являются центральные пункты сбора, на которых осуществляется полное разгазирование нефти, ее обезвоживание, очистка сточных вод, хранение и откачка нефти потребителям. Подготовка нефти и попутных газов на современном технологическом уровне состоит из ряда процессов: сепарации, предварительного и окончательного обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти, очистки и осушки газов, отбензинивания газов и переработка образующихся жидких углеводородных фракций. Совершенствование систем сбора и их разработка в едином комплексе с объектами подготовки нефти и газа позволяют в значительной мере упростить технологические схемы последних.

Из применяемых способов подготовки нефти наибольшее распространение получили термохимические и электрические. За последнее время также практикуется отстой высокообводненных нефтей при естественных температурах, при этом преследуется цель получения сточной воды, пригодной для использования в системах заводнения нефтяных пластов. Мероприятия по предварительному сбросу пластовых вод базируются на предварительном воздействии поверхностно-активными веществами на нефть уже в системах сбора, что, в определенной мере, исключает образование стойких эмульсий. Электрические способы с целью интенсификации процесса применяются, как правило, на ступенях обессоливания. Увязка процессов подготовки нефти, газа и воды с технологией их сбора, стремление к максимальной индустриализации в строительстве нефтепромысловых объектов и к совмещению отдельных технологических процессов привели к разработке и применению «Унифицированных технологических схем комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов».

При изучении материала необходимо также обратить внимание на основные положения и требования по охране природы, которые предъявляются к системам сбора. Следует уяснить, что при добыче нефти на поверхность вместе с ней извлекаются большие объемы высокоминерализованной воды, в нефтяном газе могут содержаться весьма вредные для здоровья людей и окружающей живой природы сероводород и углекислый газ. Сброс пластовых вод без тщательной их очистки в открытые водоемы и реки может привести к полному уничтожению флоры и фауны. Поэтому извлеченную на поверхность пластовую воду необходимо как можно лучше отделять от нефти и закачивать через нагнетательные скважины, обратно в пласт.

Вопросы для самопроверки:

1. Каковы этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения?

2. Дайте характеристику этапам эксплуатации нефтяного месторождения. Какова продолжительность этих этапов?

3. Каково назначение технологической схемы и проекта разработки нефтяного месторождения?

4. Какие параметры нужно знать, чтобы составить проект разработки месторождения?

5. Какие основные требования предъявляются к проекту обустройства нефтяного месторождения?

6. Какие системы сбора продукции скважин применяются на площадях нефтяных месторождений в нашей стране?

7. Перечислите достоинства н недостатки двухтрубной системы сбора и транспортирования нефти.

8. Перечислите достоинства и недостатки герметизированной высоконапорной системы сбора и транспортирования нефти.

9. Как осуществляется сбор продукции скважин при герметизированной системе сбора высоковязкой и парафинистой нефти?

10. Какое значение имеют «Унифицированные технологические схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа, и воды нефтедобывающих районов» при использовании их при обустройстве нефтяных месторождений?

11. Что понимают под охраной окружающей среды при сборе, транспортировании и подготовке нефти?

**Тема 2. Измерение количества нефти, газа и воды по скважинам**

Студент должен:

знать: значение измерения проекции скважин, дебиты скважин, оборудование и принцип работы групповых замерных установок.

уметь: составлять принципиальные технологические схемы групповых замерных установок и пользоваться ими.

Значение измерения продукции скважин. Массовый и объемный дебиты скважин и зависимость между ними. Старые методы измерения продукции скважин. Блочные автоматизированные замерные установки типа “Спутник”, “БИУС”, “ их устройство, технологические схемы и условия применения. Измерение расхода газа и жидкости (нефти, воды) непосредственно в трубопроводе.

*Литература: [1] стр. 22-32; [2] стр. 13-17; [3] стр. 402-411; [4] стр.24-64.*

Методические указания

Измерения продукции отдельных скважин являются важнейшим фактором при анализе разработки нефтяных месторождений и необходимы для установления оптимального режима работы скважин; суммарного учета количества извлекаемых нефти, газа и воды по месторождению в целом; расчета типоразмера и количества необходимого оборудования, монтируемого на установках подготовки нефти; анализа динамики разработки нефтяного месторождения; контроля и регулирования за продвижением водонефтяного и газонефтяного контактов.

Продукция скважин на разных нефтедобывающих предприятиях измеряется по-разному. Наиболее простыми и, вместе с тем, точными способами измерения расхода нефти и воды являются объемный и массовый способы. Объемный способ дает удовлетворительные результаты, когда жидкость находится в однофазном состоянии; массовый способ более точный и используется при добыче нефтегазовых смесей. В настоящее время на промыслах для замера скважинной продукции широко применяются блочные автоматизированные замерные установки (БАЗУ) типа «Спутник», «БИУС». Они предназначены для :измерения и регистрации суточных дебитов скважин по смеси, расходов жидкости и газа, а также учету отдельно расходов воды; автоматического вычисления суточного дебита всех скважин, подключенных к установке; автоматической блокировки промысловых сборных коллекторов при возникновении в них аварийных давлений; выдачи по вызову в систему телемеханики экспресс-информацию о дебите скважин; контроля за работой скважины по наличию подачи жидкости; раздельного сбора обводненной и необводненной нефти.

Для замера расходов газа и жидкости непосредственно в трубопроводе наибольшее распространение нашли диафрагменные расходомеры, принцип действия которых основан на измерении перепада давления между точками потока перед диафрагмой и после нее.

Вопросы для самопроверки

1. С какой целью проводится замер продукции?

2. Для чего предназначены БАЗУ «Спутник», как они классифицируются?

3. В чем отличие установок «Спутник» типа А, Б и BMP?

4. Какими приборами проводится замер расхода газа и жидкости непосредственно в трубопроводе?

**Тема 3. Сепарация нефти от газа**

Студент должен:

знать: назначение сепараторов, их конструкцию и принцип действия; оборудование и работу сепарационных установок.

уметь: производить расчеты сепараторов, составлять технологические схемы сепарационных установок и пользоваться ими.

Основное назначение нефтегазовых сепараторов. Сепараторы, их типы, конструкция и принцип действия. Выбор оптимального числа ступеней сепарации. Сепарационные установки типа УБС. Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН. Сепарационные установки с предварительным сбросом пластовой воды типа УПС и др. Трехфазные сепараторы Хитер Тритер для предварительного сброса пластовой воды. Расчет нефтегазовых сепараторов на пропускную способность по газу нефтегазовых сепараторов на пропускную способность по газу и жидкости. Механический расчет сепаратора

Самостоятельная работа

Обслуживание сепарационного пункта.

Форма проведения: изучение вопроса по учебной литературе.

*Литература: [11 стр. 33-56; [2] стр. 17-29; [3] стр. 412-426; [4] стр. 98-129.*

Методические указания

Приступая к изучению материала данной темы, нужно, в первую очередь, рассмотреть вопрос о назначении нефтегазовых сепараторов, их место в системах сбора и подготовки скважинной продукции. Затем нужно разобраться в конструкциях сепараторов, их типах и работе.

В связи с совершенствованием схем сбора продукции скважин все более широкое применение находят горизонтальные сепараторы нефти разных типов, которые имеют целый ряд преимуществ по сравнению с вертикальными аппаратами с точки зрения более эффективного отделения газа от нефти, производительности и удобства обслуживания.

В новых системах сбора нефти, газа и воды применяются блочные автоматизированные сепарационные установки с насосной откачкой нефти, сепарационные установки с предварительным отбором газа, сепарационные установки с предварительным сбросом пластовой воды.

Данной темой предусматривается изучение учащимися ' методов технологического и механического расчетов нефтегазовых сепараторов.

При проработке материала настоящей темы учащимся рекомендуется уделять внимание вопросу автоматизации работы оборудования сепарационных установок. При этом следует вначале рассмотреть, какие параметры технологического процесса и операции подлежат контролю, автоматическому регулированию, а затем разобраться в принципах действия приборов и устройств, предназначенных для регулирования уровня раздела фаз, давления в сепараторах н других операциях.

Вопросы для самопроверки

1. Каково назначение сепараторов?
2. Как классифицируют сепараторы?
3. Из каких секций состоит сепаратор, их назначение и устройство?
4. Какие показатели характеризуют эффективность работы сепараторов?
5. Какое количество ступеней сепарации оптимально и почему?
6. В чем преимущества предварительного сброса воды?
7. В чем преимущества и недостатки сепараторов различного типа?
8. В каких случаях применяют сепараторы с насосной откачкой?

**Тема 4. Промысловые трубопроводы**

Студент должен:

знать: классификацию промысловых трубопроводов; порядок проведения работ при прокладке трубопроводов, защиту их от коррозии; запорную и предохранительную арматуру; режимы движения жидкости в трубопроводах; особенности перекачки высоковязких и парафинистых нефтей.

уметь: производить расчеты трубопроводов и вести борьбу с осложнениями при перекачке нефти.

Классификация промысловых трубопроводов по назначению, характеру движения жидкости, величине рабочего давления, способу прокладки. Сортамент труб.

Порядок проведения работ при сооружении трубопроводов. Выбор трассы, подготовка трассы, земляные работы, подготовка труб к сварке, сварка труб, изоляция трубопровода и укладка его в траншею. Опрессовка трубопровода. Мероприятия по защите от коррозии наружной и внутренней поверхности труб. Пассивная защита, виды покрытий. Активная защита (катодная, протекторная). Искусственные сооружения и переходы. Обслуживание трубопроводов. Охрана природы при сооружении трубопроводов.

Арматура трубопроводов: задвижки, краны, вентили, обратные и предохранительные клапаны, отсекатели и др.

Гидравлический расчет напорных трубопроводов. Расчет производительности трубопровода Гидравлические сопротивления. Потери напора и гидравлический уклон. Расчет самотечного трубопровода Гидравлический расчет трубопроводов при движении в них нефтегазовых смесей. Расчет газопроводов. Расчет трубопровода на температурные воздействия. Перекачка высоковязких и парафинистых нефтей. Подогрев нефти. Подогреватели нефти на тепловых трубах ПТТ, подогреватели типа ПП и ПТ. Предупреждение засорения нефтепроводов и методы удаления отложений.

Практические занятия № 2

Гидравлический расчет нефтепровода (напорного и при движении нефтегазовой смеси).

Расчет газопровода Механический расчет трубопроводов.

Самостоятельная работа

Обслуживание трубопроводов. Техника безопасности и охрана окружающей Среды.

Форма проведения: изучение вопроса по учебной литературе.

*Литература: [1] стр. 56-92; [2] стр. 30-42; [4] стр. 65-97; [6] стр.263-274.*

Методические указания

На современном промысле трубопроводы различного назначения по металловложениям и капитальным вложениям на их строительство занимают в системе сбора и транспорта продукции скважин одно из первых мест. Выкидные линии скважин, нефтесборные и газосборные коллекторы, напорные нефтегазопроводы являются частями большой и сложной системы нефтепромысловых трубопроводов, общая протяженность которых на промыслах достигает десятков и сотен километров.

Изучая материал настоящей темы, нужно вначале ознакомиться с классификацией, назначением трубопроводов, с условиями их работы. При выборе трассы трубопровода нужно учитывать соображения экономического и технического порядка, интересы населения, проживающего в пределах промысловой территории, интересы промышленных предприятий и организаций. При выборе трассы необходимо стремиться к сокращению протяженности, сокращению до минимума строительства искусственных сооружений в виде переходов через реки, овраги, железные и шоссейные дороги. При выборе трассы промысловых трубопроводов нужно обеспечить максимальную пожарную безопасность населенных пунктов, а также максимально сохранить существующую систему землепользования.

Далее необходимо хорошо разобраться в комплексе работ, выполняемых при сооружении трубопроводов и их последовательности. При монтаже труб применяют различные способы их соединения: резьбовые, фланцевые, сварные. Однако, в основном, трубы соединяют сваркой. Поэтому на этот способ соединения нужно обратить особое внимание. Учащимся необходимо ознакомиться с техникой монтажа запорной, регулирующей и предохранительной арматуры. Нужно также хорошо знать правила испытания и порядок сдачи трубопроводов в эксплуатацию.

Транспорт парафинистых нефтей по трубопроводам в большинстве случаев связан со значительными трудностями. Поэтому для снижения вязкости таких нефтей и улучшения их транспортабельности применяют целый ряд методов: подогрев нефти, разбавление ее керосином, дизельным топливом, добавка различных присадок, создание турбулентного движения при перекачке.

При изучении трубопроводной арматуры нужно рассмотреть ее классификацию по назначению, разобраться в принципе действия, элементах конструкции, способах соединения с трубопроводами, применяемых материалах для изготовления.

Приступая к изучению вопроса расчета производительности нефтегазопроводов, учащимся рекомендуется просмотреть свои конспекты по курсу «Гидравлика». Нужно основательно разобраться в методике расчета напорных, самотечных трубопроводов для газожидкостной смеси, а также газопроводов высокого и низкого давления.

Изучая вопрос транспорта нефтегазовых смесей, нужно обратить внимание на то, что в условиях ликвидации мелких и многочисленных объектов промыслового сбора нефти и газа, их максимального укрупнения и централизации как для одного месторождения так и для группы месторождений, совместный транспорт нефти и нефтяного газа по одной системе трубопроводов от скважин до групповых замерных установок и далее до центральных пунктов сбора и подготовки имеет целый ряд преимуществ в сравнении с раздельным транспортом. Во-первых, разделение нефти и газа и соответствующая их подготовка на крупных централизованных пунктах позволяет резко снизить потери газа и легких фракций нефти, осуществить более глубокую переработку газа, добиться получения максимального количества сырья для химической промышленности. Во-вторых, совместный транспорт нефти и газа позволяет значительно упростить всю систему сбора нефти и газа на промыслах, и транспортировать продукцию, используя энергию пласта, которая в условиях поддержания пластового давления может сохраняться длительное время на необходимом уровне. В третьих, при совместном транспорте нефти и газа резко сокращаются затраты на строительство сборных сетей.

Вопросы для самопроверки

1. Как классифицируют промысловые трубопроводы?

2. Какой порядок проведения работ по сооружению трубопровода?

3. Как проводится испытание трубопровода на герметичность и прочность?

4. Какие виды коррозии существуют?

5. Как проводится активная защита трубопровода от коррозии?

6. Как проводится пассивная защита трубопровода от коррозии ?

7. Какие виды арматуры используются на трубопроводах?

8. Какие методы применяют для борьбы с отложениями парафина в трубопроводах?

9. Какие методы применяют для борьбы с отложениями солей в трубопроводах?

**Тема 5. Подготовка нефти**

Студент должен:

знать: нефтяные эмульсии, условия их образования, свойства; способы разрушения эмульсий, сущность внутритрубной деэмульсации нефти; деэмульгаторы и их подбор; устройство и принцип работы автоматизированных блочных печей, установок подготовки нефти, блочных дозирующих установок.

уметь: производить расчеты теплообменников и отстойников, вести нх обслуживание; контролировать параметры технологических процессов установок подготовки нефти.

Образование нефтяных эмульсий. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий. Устойчивость нефтяных эмульсий и их “старение”. Методы предотвращения образования эмульсий. Целесообразность и место организации предварительного сброса воды. Внутритрубная деэмульсация нефти. Технология и техника предварительного обезвоживания нефти и сброса воды. Основные методы разрушения эмульсий: фильтрация, термохимическая подготовка нефти, электрические способы обезвоживания и обессоливания.

Деэмульгаторы (ПАВ), применяемые для разрушения нефтяных эмульсий. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования.

Технологические схемы установок по подготовке нефти, их технико­экономические показатели. Оборудование установок подготовки нефти: теплообменники, трубчатые печи, печи беспламенного горения, капле о бр азоват ели, отстойники. Блочное автоматизированное оборудование. Печи блочные автоматизированные типаНН-1,6 ПТБ-10, БН-3000, их назначение и техническая характеристика Отстойники ОГ; деэмульсаторы типа ДГ, установка деэмульсационная типа УДО, их назначение и принцип действия, краткая техническая характеристика. Элекгродегидраторы. Способы приготовления и дозирования реагентов. Блочные дозаторные установки типаБР-2,5 , БР-10 , БР-25.

Основные понятия и определения в теории теплопередачи. Расчет теплообменников и отстойников. Охрана окружающей среды при подготовке нефти.

Практические занятия № 4

Расчет количества тепла для нагрева нефти. Технологический расчет теплообменника. Расчет отстойников.

Самостоятельная работа

Основные требования к качеству подготовки нефти. Технологическая схема стабилизации нефти. Обслуживание установок комплексной подготовки нефти.

Форма проведения: изучение вопросов, “чтение” технологических схем процессов стабилизации нефти.

*Литература: [11 стр.92-133; [2] стр.43-58; [3] стр. 427-452; [4] стр. 164-206.*

Методические указания

При изучении материала этой темы нужно в первую очередь рассмотреть условия образования нефтяных эмульсий, их типы и свойства. Нужно обратить внимание на то, что нефтяные эмульсии образуются в результате взаимного перемешивания нефти и пластовой воды при их совместном движении в скважине и в системе сбора Процесс дробления одной жидкости в другой при их перемешивании называется диспергированием. Диспергирование нефти и воды может происходить только под влиянием приложенной энергии. К основным видам энергии, вызывающим диспергирование, нужно отнести: энергию расширения газа, механическую энергию, энергию, развивающуюся под влиянием силы тяжести.

Существует несколько способов разрушения нефтяных эмульсий: тепловой, химический, механический, электрический. Нужно обратить внимание на то, что в чистом виде указанные способы обезвоживания нефти в промысловой практике не встречаются.

В соответствии с принятыми методами воздействия на нефтяные эмульсии разрабатывается технологическая схема подготовки нефти, выполняются необходимые теплотехнические, гидравлические, механические расчеты и выбирается соответствующее технологическое оборудование. Весьма важным процессом подготовки нефти является ее обессоливание. Соли содержаться в нефти как в растворенном в воде состоянии, так и в виде мелких кристаллов. Извлечение солей, растворенных в воде, достигается тщательным обезвоживанием нефти. Удаление же кристаллов соли производится экстрагированием их пресной водой, а затем дегидрацией нефти. Необходимость в осуществлении процесса обессоливания нефти на промыслах диктуется следующими обстоятельствами. Вода, диспергированная в нефти - высокоминерализованная и имеет значительный удельный вес. За счет разности удельных весов нефти и пластовой воды в резервуарах, нефтепроводах происходит отложение густой массы эмульсии. В результате этого в товарных парках, нефтеперерабатывающих заводах возникает проблема - сброс, сбор и утилизация донных осадков, в которых содержится вода, соли, механические примеси, парафин. Перекачка обводненной нефти с промыслов на заводы, особенно на дальние расстояния, приводит к непроизводительным затратам энергии, средств на перекачку балласта - пластовой воды.

Практика показывает, что при частичном обезвоживании нефти на промыслах и при поставке ее заводам с содержанием балласта до *2%* она трудно поддается обессоливанию, особенно при смешивании с другими нефтями. Наличие значительного количества в нефти пластовой воды вызывает необходимость строительства на нефтеперерабатывающих заводах громоздких сооружений по очистке сточных вод.

Учащимся рекомендуется основательно разобраться в процессе стабилизации нефти, ознакомиться с аппаратами, применяемыми для осуществления технологического процесса стабилизации, схемами установок и основными параметрами процесса.

Вопросы для самопроверки

1. Какие основные причины образования нефтяных эмульсий?

2. Что представляют собой нефтяные эмульсии, их виды?

3. Какие мероприятия необходимо проводить на промыслах для предотвращения образования эмульсий, снижения их стойкости?

4. Какие существуют способы разрушения нефтяных эмульсий?

5. Почему целесообразно и необходимо осуществлять обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти на промысле?

6. Как происходит процесс подготовки нефти в установках, работающих под атмосферным давлением?

7. В чем сущность внутрискважинной деэмульсации нефти?

8. В чем сущность электрического обезвоживания и обессоливания нефти?

9. В чем заключается сущность процесса стабилизации нефти?

10. Какие аппараты, оборудование входят в состав установок промысловой подготовки нефти?

11. Какие типы электродегидраторов применяют в настоящее время на обессоливающих установках?

12. Какое назначение, механизм действия и классификация деэмульгаторов?

13. Какие требования предъявляются к деэмульгаторам?

**Тема 6. Нефтяные резервуары и насосные станции**.

Студент должен:

знать: виды резервуаров, их назначение и оборудование;

предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах; назначение и оборудование насосных станций.

уметь: производить замер нефти в резервуарах, рассчитывать потери легких фракций нефти, пользоваться технологическими схемами резервуарного парка и насосной станции.

Назначение резервуаров, их виды. Стальные вертикальные резервуары, их конструкция и монтаж. Основания и фундаменты под резервуары. Железобетонные резервуары, их типы, конструкция и область применения. Оборудование резервуаров: дыхательный клапан, предохранительный клапан, огневой предохранитель, хлопушка, подъемная труба, замерный люк, световой люк, люк-лаз, сифонный кран и др.

Резервуарные парки. Размещение и обвалование резервуаров, грозозащита и противопажарные мероприятия.

Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах. Расчет потерь легких фракций. Измерение количества и качества товарной нефти. Безрезервуарная сдача нефти в магистральный нефтепровод. Чистка и ремонт резервуаров. Механический расчет стальных вертикальных резервуаров. Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров.

Нефтяные насосные станции, их назначение. Блочные нефтяные насосные станции типа БННС производительностью 5000, 10000, 20000 м3 /сут., их назначение, устройство и техническая характеристика Эксплуатация насосных станций.

Практические занятия № 3

Расчет потерь легких фракций нефти в резервуарах. Механический расчет резервуара.

Самостоятельная работа Обслуживание резервуарного парка. Форма проведения: изучение вопроса по учебной литературе. Контрольная работа № 1 по темам 5,6 *Литература [1]стр. 133-160; [2] стр. 59-69; [4] стр. 129-163.*

Методические указания

При изучении материала этой темы необходимо рассмотреть вначале назначение резервуаров. Учащиеся должны знать, что при широком внедрении герметизированной напорной системы, роль нефтяных резервуаров, как емкостей, для сбора и хранения «сырой» и товарной нефти будет постепенно сводиться к нулю.

По геометрической форме различает резервуары цилиндрические, вертикальные или горизонтальные, прямоугольные, сферические, каплевидные. По положению наивысшего взлива жидкости относительно поверхности земли различают резервуары наземные, полуподземные и подземные.

Далее необходимо рассмотреть виды резервуаров, применяемых на промыслах, их конструкцию, оборудование и способы сооружения.

Борьба с потерями легких фракций нефти на промыслах при ее хранении имеет весьма актуальное значение, поэтому данному вопросу необходимо уделить достаточно внимания.

На нефтяных промыслах насосные установки применяются для перекачки нефти от групповых и индивидуальных сборных установок, от участковых сепарационных установок, для перекачки нефти при ее деэмульсации, для перекачки нефти в пункты ее сдачи, а также в системе водоснабжения и канализации. Насосные станции всех вышеуказанных пунктов и установок отличаются друг от друга производительностью, количеством насосов, развиваемыми насосами давлениями, размерами зданий. Наиболее просты и компактны насосные сборных пунктов. В условиях теплого климата для них даже не сооружают специальные здания, а монтируют на металлических рамах и защищают от атмосферных осадков легкими укрытиями. При изучении данного материала необходимо обратить внимание на основные требования, которые предъявляются к зданиям насосных станций, к расположению насосных агрегатов, особенности монтажа агрегатов при использовании для привода насосов двигателей внутреннего сгорания и электродвигателей в обычном исполнении.

Вопросы для самопроверки

1. Какие резервуары применяются для хранения и подготовки нефти?

2. Какие требования предъявляются к резервуарам для хранения нефти?

3. Какие преимущества имеют железобетонные резервуары перед стальными?

4. Как проводится монтаж и сооружение стальных резервуаров?

5. Какие требования предъявляются к основаниям и фундаментам под резервуары?

6. Какие напряжения испытывает резервуар при загрузке его жидкостью?

7. Какая арматура и оборудование устанавливаются на резервуарах, каково их назначение, принцип действия и конструкция?

8. Какие мероприятия проводят для сокращения потерь легких фракций нефти при хранении ее в резервуарах?

9. Как защищают стальные резервуары от коррозии

10. Как производится очистка резервуаров от донных осадков и какие механизмы применяют для этих целей?

11. Какими способами замеряют количество продукции в резервуарах?

12. Какие насосные станции сооружают на промыслах и для каких целей?

13. Какие типы насосов устанавливаются в насосных для внутрипромысловой перекачки?

14. Какими достоинствами и недостатками обладают насосы различных типов?

15. Какое оборудование входит в состав насосной станции?

16. Какие основные требования предъявляются к зданиям насосных станций?

17. Каким требованиям должно отвечать электрооборудование насосных станций?

18. Из каких блоков состоит насосная станция БННС?

19. В чем заключается безрезервуарная сдача нефти в магистральный нефтепровод?

**Тема 7. Подготовка сточных вод к утилизации**

Студен должен:

знать; производственные нужды, на которые расходуется вода на нефтепромысле; требования, предъявляемые к воде; источники водоснабжения; способы очистки сточной воды.

Водопотребители нефтегазодобывающих предприятий. Нормы водопотребления. Расчет потребного количества воды для предприятий. Качество воды. Источники водоснабжения.

Сточные воды нефтяных месторождений: пластовые сточные воды, производственно-дождевые сточные воды. Способы очистки и подготовки сточных вод, отстаивание и сооружения для отстаивания воды (песколовки, нефтеловушки, пруды-отстойники, резервуары- отстойники, напорные горизонтальные отстойники и др.), фильтрование, новые методы подготовки сточных вод. Характеристика действующих систем очистки сточных вод. Схема открытой установки очистки сточных вод. Установки очистки сточных вод закрытого типа. Блочное оборудование для подготовки сточных вод. Мероприятия по снижению коррозии труб и оборудования сточными водами.

Закачка сточных вод в поглощающие горизонты. Охрана окружающей среды при очистке и утилизации пластовых вод.

Использование пресной воды. Водозаборы, их устройство и обслуживание. Подрусловые скважины, их оборудование. Технологический процесс водоподготовки.

Системы и сооружения для нагнетания воды в пласт, насосные станции, магистральные водопроводы, кустовые станции, водораспределительные будки, водопроводы высокого давления от КНС до негнетательных скважин. Нагнетательные скважины. Блочные кустовые насосные станции. Насосы, их типы и характеристики.

Самостоятельная работа

Обслуживание установок по подготовке воды для заводнения нефтяных пластов. Форма проведения: изучение вопроса по учебной литературе.

*Литература: [1] стр. 161-180; [2] стр. 70-81; [4] стр. 207-216.*

Методические указания

Приступая к изучению материала настоящей темы, нужно, в первую очередь, рассмотреть на какие цели, нужды расходуется вода на промысле, какие требования предъявляются к ее качеству, на нормы и расходы воды по отдельным потребителям.

Следующим вопросом является выбор источника водоснабжения, который зависит от необходимого количества воды и требований, предъявляемых к ее качеству. В качестве источников водоснабжения могут служить реки, моря, водоемы, пластовые, грунтовые и промысловые сточные воды.

Промысловые сточные воды, содержащие примеси нефти, механические примеси и различные минеральные соли, попадая в водоемы, загрязняют их и наносят вред рыбному и сельскому хозяйству. В то же время пластовые воды при надлежащей их очистке могут являться источником промышленного водоснабжения промыслов.

Нужно хорошо уяснить, что борьба с загрязнением промыслов и водоемов является весьма актуальной проблемой, а рациональная система сбора, очистки и использование сточных вод - важнейшим звеном этой проблемы. При разработке нефтяных месторождений из недр Земли вместе с нефтью добывается значительное количество пластовых вод, объем которых непрерывно увеличивается. В связи с этим на промыслах возникает проблема в части ликвидации этих вод. Наиболее рациональным решением этой проблемы является утилизация пластовых вод путем использования их для поддержания пластовых давлений месторождений. Это исключает загрязнение поверхностных водоемов и позволяет значительно сократить расход пресных речных и грунтовых вод, закачиваемых в продуктивные горизонты. Необходимо иметь в виду, что по сравнению с пресными водами сточные пластовые воды являются лучшим рабочим агентом при заводнении, т. к. они обладают лучшей нефтевымывающей способностью, не вызывают набухание глинистых частиц пласта и за счет большего удельного веса обеспечивают повышение приемистости нагнетательных скважин. Учащимся необходимо изучить: способы подготовки сточных вод, сооружения для их отстаивания, характеристику действующих систем очистки и новые методы подготовки сточных вод, недостатки и достоинства открытых и закрытых схем водоочистных сооружений. Если сточные воды не используются в системах заводнения или для других целей, то их закачивают в поглощающие горизонты.

Так как сточные воды вызывают коррозию труб и оборудования, то необходимо изучить мероприятия по снижению коррозии.

Далее необходимо ознакомиться со схемами водоснабжения нефтедобывающих предприятий, устройством водозаборов, насосных станций, водопроводов, их обслуживанием и производством ремонтных работ, водопроводные сети должны обеспечивать бесперебойную подачу воды в необходимом количестве ко всем промысловым потребителям. Поэтому система водоснабжения должна иметь надежные водоисточники, надежное энергоснабжение насосных станций и кольцевую разводящую сеть или два водовода к объектам, прекращение подачи воды к которым может вызвать остановку производства или аварию, а также к объектам особо опасным в пожарном отношении.

Вопросы для самопроверки

1. На какие нужды расходуется вода на нефтепромысле?

2. Каким образом определяется расход воды для заводнения нефтяных пластов?

3. Какие требования предъявляются к воде, используемой для заводнения?

4. Какие источники используются для водоснабжения промыслов?

5. Какие воды на нефтяных месторождениях называются сточными?

6. Из какого набора сооружений состоят установки подготовки сточных вод по открытой схеме.

7. На каком принципе основана работа нефтеловушек?

8. Какие существуют установки подготовки сточных вод по закрытой схеме?

9. Какие достоинства имеет закрытая схема подготовки сточных вод?

10. В чем заключается экономическая целесообразность использования промысловых сточных вод для целей заводнения?

11. В каких случаях осуществляют закачку промысловых сточных вод в поглощающие горизонты?

12. Как ведется борьба с коррозией оборудования на установке по очистке сточных вод?

13. Какие требования предъявляются к разводящей сети водопроводов водоснабжения нефтедобывающих предприятий?

14. Какие объекты входят в систему заводнения пластов?

**Тема 8. Сбор и подготовка нефтяного и природного газа**

Студент должен:

знать; состав газа и его вредные примеси; гидратообразование и борьбу с ним; системы сбора газа; газовые сепараторы, их конструкцию и принцип работы; установки осушки и отбензинивание газа; очистку газа от сероводорода; одоризацию газа, оборудование и технологические схемы компрессорных станций.

уметь: вести борьбу с гидратами, пользоваться технологическими

схемами пунктов подготовки газа, производить расчеты сепараторов и ингибиторов гидратообразования.

Сбор нефтяного газа. Системы сбора природного газа Требования, предъявляемые к подготовке н транспорту газа на промыслах. Гидраты и борьба с ними. Общие сведения об изотермах конденсации природного и нефтяного газа Сепараторы, применяемые на установках подготовки природного газа; гравитационные, инерционные, насадочные, смешанные. Расчет пропускной способности сепаратора по газу. Расчет сепараторов на прочность. Расчет ингибиторов гидбратообразования.

Методы и технологические схемы подготовки газа Осушка газа и выделения конденсата за счет дроссель-эффекта Осушка природного газа и выделение конденсата за счет холода, получаемого в турбодетандер ах. Осушка природного и нефтяного газа на абсорбционных установках. Осушка и выделение конденсата из газа на адсорбционных установках. Выделение конденсата из газа на маслоабсорбционных установках (заводах). Очистка газа от сероводорода и углекислого газа Перечень и область применения основного блочного оборудования для осушки и очистки газа Охрана природы при сборе и подготовке газа

Использование газа Одоризация газа Одоризационные установки. Типы и характеристики компрессоров, применяемых для сбора и транспортирования газа Технологические схемы и оборудование компрессорных станций.

Практические занятия № 5

Расчет газовых сепараторов (гравитационных, циклонных, насадочных). Расчет ингибиторов гидратообразования.

*Литература: [11 стр. 181-220; [2] стр. 82-98.*

Методические указания

Сбор, транспортирование и подготовка газа и конденсата существенно отличаются от сбора, транспортирования и подготовки продукции на нефтяных месторождениях. Газ на газовом месторождении собирается для подачи на головную компрессорную станцию, которая транспортирует его по магистральному газопроводу к потребителям.

Природный газ может содержать в своем составе различное количество паров воды, воду в жидком состоянии, углекислый газ, сероводород, азот и гелий. При сборе и транспортировании газа, содержащего углекислый газ и сероводород, происходит сильная коррозия газопроводов и всего сепарационного оборудования. Содержание в газе воды в парообразном и капельном состоянии приводит к неприятным последствиям при сборе и транспортировке этого газа При контакте газа, имеющего высокое давление, с водой образуются гидраты, которые отлагаясь на стенках трубопровода, уменьшают его пропускную способность, а в некоторых случаях приводят к полному прекращению движения газа. Поэтому необходимо проводить подготовку газа

На промысле газ обрабатывают до определенной кондиции для дальнейшего транспорта и для извлечения углеводородного конденсата, который является ценным химическим сырьем. В практике распространены три способа обработки газа на промыслах:

1. Низкотемпературная сепарация - получение низких температур в результате дросселирования газа высокого давления или с помощью установок искусственного холода.

2. Абсорбция - извлечение жидких углеводородов и воды поглощающими жидкостями ( маслами, гликолямн ).

3. Адсорбция - извлечение жидких углеводородов и воды твердыми поглотителями. Наиболее широко применяется низкотемпературный способ разделения газов, позволяющий при незначительных капиталовложениях и небольших эксплуатационных затратах извлекать в зависимости от глубины охлаждения от 80 до 100% от потенциала тяжелых углеводородов и осушать газ до необходимой для однофазного транспорта точки росы по влаге и углеводородам.

Выбор метода подготовки газа к дальнему транспорту зависит от следующих факторов:

1. фракционного состава газа и наличия в нем конденсата; содержания воды в газе;

2. содержания в газе неуглеводородных компонентов;

3. давления и температуры газа в пластовых условиях и на устье скважины; климатических и почвенных условий в районе данного месторождения и по пути транспорта газа;

4. запасов газа (сроки разработки ); потребности народного хозяйства в различных компонентах газа.

При изучении этой темы необходимо изучить способы подготовки природного и нефтяного газов, технологические схемы установок. Нужно внимательно разобраться в принципах действия и конструкциях аппаратов и оборудования. После этого необходимо изучить типы и характеристику компрессоров, применяемых для сбора и транспортирования газа, изучить технологические схемы и оборудование компрессорных станций.

Вопросы для самопроверки

1. Какие вредные примеси входят в состав природных и нефтяных газов?

2. Каковы условия образования гидратов?

3. Какие существуют способы предупреждения образования гидратов и борьбы с ними?

4. С какой целью производится осушка газа?

5. Каковы способы осушки газа?

6. Какова схема установки НТС газа?

7. Как производится осушка и выделение конденсата из природного газа на адсорбционных установках?

8. Как производится выделение конденсата из газа на маслоабсорбционных установках?

9. Как производится очистка газа от сероводорода и углекислого газа?

10. Какими способами разделяют углеводороды и в чем их сущность?

11. В чем сущность одоризации газа?

12. Назовите одоранты и их характеристику.

13. Для каких целей на нефтегазодобывающих промыслах строят компрессорные станции?

14. Какие сооружения и оборудование входят в состав компрессорных станций?

**Методические указания к выполнению контрольной работы**

В процессе изучения предмета учащийся должен выполнить контрольную работу, имеющую целью закрепление изучаемого материала.

Контрольное задание составлено для пятнадцати вариантов. Каждым вариантом задания предусматриваются ответы на теоретические вопросы и решение задач. Прежде, чем приступить к выполнению контрольного задания, учащийся должен изучить весь материал по рекомендуемой литературе. Следует основательно разобраться в решениях примеров и задач, приведенных в учебной литературе, а также дать ответы на вопросы для самопроверки. Контрольную работу следует выполнять в отдельной тетради, на обложке которой необходимо указать свою фамилию и инициалы, шифр, номер работы и вариант. Объем контрольной работы не должен превышать 20-25 страниц рукописного текста Обязательно необходимо оставлять поля для замечаний рецензента Ответы на вопросы должны быть краткими, но точными и ясными. Недопустимо простое механическое переписывание книжного текста. Ответы на вопросы должны быть в достаточной степени проиллюстрированы схемами, рисунками, которые выполняются в соответствии с правилами технического черчения.

В ответах на теоретические вопросы должны найти отражение современные достижения в области технологии, техники промыслового сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды.

При решении задач нужно полностью переписать текст каждой задачи и при необходимости сделать к ней схему. Решение задачи должно сопровождаться пояснениями, написанными четко и без сокращения слов.

В конце контрольной работы обязательно нужно указать литературные источники, использованные при ее выполнении, указать дату выполнения работы и поставить свою подпись.

Работа, выполненная не по своему варианту, возвращается учащемуся без проверки. При сдаче экзамена учащийся должен представить преподавателю проверенную и зачтенную контрольную работу.

**Контрольные вопросы**

1. Развитие нефтяной и газовой промышленности на современном этапе

2.Этапы развития и эксплуатации нефтяного месторождения.

3. Основные требования, предъявляемые к организации сбора и подготовки

нефти, газа и воды.

4. Сущность двухтрубной самотечной системы сбора нефти и газа.

5. Сущность Грозненской высоконапорной системы сбора нефти и газа.

6. Сущность системы сбора Гипровосток нефти.

7. Сущность системы сбора продукции на месторождениях Западной Сибири.

8. Основной вариант унифицированной технологической схемы комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтеперерабатывающих районов. Описание схемы и рекомендации по применению.

9. Особенности сбора и подготовки нефтей, содержащих сероводород.

10. Преимущества и недостатки герметизированных систем сбора нефти, газа и воды.

11. Значение измерения продукции скважин.

12. Старые методы измерения продукции скважин.

13. Принципиальная технологическая схема замерной установки «Спутник-A» и ее описание.

14. Автоматизированная групповая замерная установка «Спутник - ВМР», ее назначение, преимущества, технологическая схема.

15. Принципиальная технологическая схема замерной установки «Спутник-Б» и ее описание.

16. Принципиальная технологическая схема замерной установки БИУС и ее описание.

17. Измерение расхода газа и жидкости непосредственно в трубопроводе. Краткое описание приборов, применяемых для измерения.

18. Классификация и назначение сепараторов.

19. Основные секции сепараторов и их назначение.

20. Оценка эффективности работы сепаратора.

21. Выбор оптимального числа ступеней сепарации.

22. Схема центробежного (гидроциклонного) сепаратора, ее описание.

23. Сепарационные установки с предварительным отбором газа типа УБС, их устройство, схема.

24. Сепарационные установки с насосной откачкой типа БН, их устройство, схема.

25. Сепарационные установки с предварительным сбросом пластовой воды типа У ПС, их устройство, работа, условия применения.

26. Техника безопасности и охрана окружающей среды при обслуживании сепарационных пунктов.

27. Классификация промысловых трубопроводов. Сортамент труб.

28. Выбор трассы трубопроводов и порядок проведения работ при их сооружении.

29. Понятие о коррозии. Виды коррозии трубопроводов.

30. Методы защиты от коррозии внутренней и наружной поверхности промысловых трубопроводов.

31. Арматура трубопроводов, ее виды, устройство, условия применения.

32. Перекачка высоковязких и парафинистых нефтей. Подогреватели нефти

типа ПТТ, ПП и ПТ.

33. Предупреждение засорения нефтепроводов и методы удаления отложений.

34. Понятие о нефтяных эмульсиях и условия их образования.

35. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.

36. Основные методы разрушения нефтяных эмульсий.

37. Технологическая схема установки подготовки нефти с блочным оборудованием, применяемая при герметизированной системе сбора нефти. Описание схемы и оборудования.

38. Электрические способы обессоливания и обезвоживания нефтей. Типы электродегидраторов, принцип их работы.

39. Отстойники для обезвоживания нефтей (ОГ), их устройство и принцип работы.

40. Оборудование установок подготовки нефти (теплообменники, блоки нагрева, каплеобразователи и др.), их назначение и конструкции.

41. Блочное оборудование по подготовке нефти типа УДО, его устройство, принцип работы.

42. Назначение, механизм действия и классификация деэмульгаторов.

43. Узел реагентного хозяйства установки промысловой подготовки нефти, назначение, состав оборудования.

44. Техника безопасности и охрана окружающей среды при подготовке нефти.

45. Назначение и виды резервуаров, область применения.

46. Оборудование товарных резервуаров и его назначение.

47. Предотвращение потерь нефти при хранении ее в резервуарах.

48. Измерение количества и определение качества товарной нефти в резервуарах.

49. Автоматизация измерения количества и определения качества товарной нефти. Принципиальная схема станции учета нефти (СУН).

50. Безрезервуарная сдача нефти в магистральный нефтепровод.

51. Обслуживание резервуарного парка.

52. Нефтяные насосные станции, их назначение. Техническая характеристика БННС-20000.

53. Водопотребители нефтегазодобывающих предприятий. Нормы водопотребления.

54. Требования, предъявляемые к закачиваемой в пласт воде.

55. Установки очистки сточных вод закрытого типа, их сущность принцип действия.

56. Установки очистки сточных вод открытого типа, принцип действия.

57. Существующие установки подготовки сточных вод по закрытой схеме (по принципу отстоя, фильтрации, флотации, электрофлотации).

58. Мероприятия по снижению коррозии труб и оборудования сточными водами.

59. Схема водоочистной станции и технологический процесс водоподготовки.

60. БКНС (блочные кустовые насосные станции), их схемы и оборудование.

61. Системы сбора природного газа.

62. Требования, предъявляемые к подготовке и транспорту газа на промыслах.

63. Гидраты и борьба с ними.

64. Основные отличия сепараторов для природного газа и нефти.

65. Сепараторы, применяемые на установках подготовки природного газа.

66. Методы и технологические схемы подготовки газа.

67. Осушка газа и выделение конденсата за счет дроссель-эффекта. Технологическая схема.

68. Осушка газа и выделение конденсата за счет холода, получаемого в детандерах. Технологическая схема.

69. Осушка газа на абсорбционных установках. Технологическая схема.

70. Осушка газа и выделение конденсата на адсорбционных установках. Технологическая схема.

71. Выделение конденсата из газа на маслоабсорбционных установках. Технологическая схема.

72. Очистка нефтяного и природного газа от сероводорода и углекислого газа.

73. Одоризация газа, характеристика одорантов и одоризационные установки.

74. Назначение, состав и оборудование компрессорных станций.

75. Типы и характеристики компрессоров, применяемых для сбора и транспортирования газа.

**Задание на контрольную работу**

|  |  |
| --- | --- |
| № варианта | № контрольных вопросов |
| 1 | 1 | 16 | 30 | 46 | 61 |
| 2 | 2 | 17 | 31 | 47 | 62 |
| 3 | 3 | 18 | 32 | 48 | 63 |
| 4 | 4 | 19 | 34 | 49 | 66 |
| 5 | 5 | 20 | 35 | 50 | 67 |
| 6 | 6 | 23 | 36 | 51 | 68 |
| 7 | 7 | 22 | 37 | 52 | 69 |
| 8 | 8 | 21 | 39 | 53 | 70 |
| 9 | 9 | 24 | 38 | 54 | 71 |
| 10 | 10 | 25 | 40 | 55 | 72 |
| 11 | 11 | 27 | 41 | 56 | 64 |
| 12 | 12 | 28 | 42 | 57 | 65 |
| 13 | 13 | 26 | 43 | 58 | 73 |
| 14 | 14 | 29 | 44 | 59 | 74 |
| 15 | 15 | 33 | 45 | 60 | 75 |

**Контрольные задачи**

Задача 1. Найти скорость осаждения капель и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу и жидкости. Исходные данные приведены в таблице 1.

Методические указания к решению задачи №1

Состав фаз (газ, нефть), которые выделяются в сепараторе, можно регулировать изменением давления и температуры сепарации.

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

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

 υг< **uч**

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

**uч=** **(1)**

Где,

**uч** - скорость осаждения частицы, м/с

**dн** - расчетный диаметр частицы (капельки нефти), м

**ρн и ρг** - соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³

**Q**- ускорение свободного падения, м/с², q=9,81

**μг**- динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па\*с

Плотность газа в условиях определяем по формуле:

 кг/м³ **(2)**

Где,

**ρ0** - плотность газа при нормальных условиях, кг/м³

**Р и Р0**- соответственно давление в сепараторе и атмосферное давление, Па

**Р0= 1,013\*105 Па**

**T и Т0** - абсолютная температура в сепараторе **(Т=273+t), К** и абсолютная нормальная температура **(Т 0 =273К)**

**Z** - коэффициент сжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

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

 **(3)**

Суточная производительность сепаратора по газу.

  **м³ (4)**

где **Д** – диаметр сепаратора, м.

Расчет вертикального сепаратора по жидкости сводится к тому, чтобы получить скорость подъема уровня жидкости υж в нем меньше скорости всплывания газовых пузырьков, то есть υж< υг.

Суточная производительность сепаратора по жидкости определяется по формуле:

 (5)

Скорость подъема уровня нефти в сепараторе:

 м/с (6)

Где ρн [т/м3].

Пузырьки газа успеют всплыть при υг< υн.

Принимают υг на 0,001÷0,002 м/с больше, чем υн и определяют диаметр пузырьков газа по формуле Стокса.

 d  м

***Порядок выполнения расчета.***

*Определяют:*

1. Плотность газа в условиях сепаратора по формуле (2).

2. Скорость осаждения капельки жидкости по формуле (1),

3. Скорость подъема газа по формуле (3).

4. Суточную производительность сепаратора по газу по формуле (4).

5. Скорость подъема уровня нефти в сепараторе формула (6).

6. Диаметр пузырьков газа, формула (7).

7. Суточную производительность сепаратора по жидкости, формула(5).

Задача 2.

Произвести механический расчет сепаратора. Исходные данные взять из таблицы 1.

Методические указания к решению задачи 2

При работе сепаратора стенки и днище его подвергаются действию равномерно распределенного избыточного давления р. Силы, действующие на днище, стремятся разорвать цилиндрическую часть сепаратора по перечному сечению (σ2 – σ2). Давление на боковые стенки стремится разорвать сосуд по образующим цилиндра (σ1 - σ1).

Обозначив соответственно диаметр, длину и толщину стенки сепаратора через **Дс**, **I**, и **δ**, определим напряжение σ1 и σ2.

Силы, действующие на днище и растягивающие цилиндрическую часть сепаратора вдоль образующих, равны

 **(1)**

Площадь, воспринимающая эти силы, представляет кольцо толщиной δ и диаметром **Дс.**

**S=π****Дс** **δ (2)**

Отсюда аксиальные напряжения, действующие вдоль оси цилиндра, будут равны:

 **(3)**

Тангенциальные напряжения σ1 можно найти разрезав сепаратор диаметральной плоскостью и отбросив верхнюю часть. На диаметральную плоскость в оставленной части сепаратора действует давление р, которое уравновешивается силами N.

  **(4)**

Отсюда

  **(5)**

И  **(6)**

Расчет ведут по σ1, так как оно в два раза больше σ2*.* В практических расчетах σ1 заменяют допускаемым напряжением **R**, вводят коэффициент запаса прочности сварных швов φ и, делая прибавку **С** на коррозию, получают формулы для определения толщины стенки через внутренний, наружный и средний диаметры.

  **(7)**

  **(8)**

  **(9)**

В практических расчетах сварных корпусов сепараторов ф можно принять равной 0,95 , а допустимое напряжение на разрыв для сталей марки Ст.З **R=250МПа.**

Величина С принимается 2-3 мм.

Толщину эллиптических днищ определяют по формулам (7), (8), (9), при этом в числитель вводят коэффициент перенапряжения **У**, зависящий от отношения **Н/Д** (где **Н** - высота выпуклости эллиптического днища).

  **(10)**

 **(11)**

  **(12)**

***Порядок выполнения,***

1. Определяем толщину стенки корпуса сепаратора по формуле (8), приняв **Роп=2Р.**

2. Определяем толщину днища по формуле (10). Коэффициент перенапряжения **У** в практических расчетах принимается равным 1,06.

Задача 3. Определить диаметр трубопровода, потребный напор насоса и мощность электродвигателя для его привода при перекачке нефти с ДНС на центральный пункт сбора по данным, приведенным в таблице №2.

Методические указания к решению задачи №3

Гидравлический расчет простого трубопровода (трубопровод с постоянным диаметром без ответвлений на пути движения жидкости) сводится к определению одного из следующих параметров: пропускной способности **Gv**, необходимого начального давления **Рн,** диаметра трубопровода.

В основе гидравлических расчетов трубопроводов лежит уравнение Бернулли.

 **(1)**

Где,

Z – геодезическая отметка, м

**Р** – давление, Па

ρ – плотность жидкости, кг/м3

υ - средняя скорость жидкости, м/с

α – коэффициент Кориолиса (в практический расчетах α≈1)

h - путевые потери напора, м.

Выражение в скобках определяет полную механическую энергию, приходящуюся на единицу массы жидкости в соответствующем сечении трубопровода.

Все члены уравнения Бернулли определяют соответствующий напор.

Первый член **Z** выражает потенциальную энергию положения жидкости и называется геометрическим напором.

Второй член **P/ρ****q** - потенциальная энергия давления жидкости и называется пьезометрическим напором.

Третий член αυ2/**2q** - удельная кинетическая энергия движущейся жидкости и называется скоростным напором.

Путевые потери напора в общем случае складываются из потерь на внутреннее трение жидкости по длине трубопровода hTp и из потерь на местные сопротивления (внезапные сужения и расширения потока, повороты и др.)

 **hп= hтр + hн** **(2)**

При гидравлическом расчете напорного нефтепровода местными сопротивлениями можно пренебречь.

Так как в этом случае скорость жидкости по длине не меняется, то формула (1) для простого трубопровода принимает вид

 , **(3)**

Где, **Н** - напор, создаваемый в начальной точке трубопровода, м.ст. в.

**ΔZ** - разность геодезических отметок начальной и конечной точки трубопровода;

**ΔР** - перепад давления

Формула (3) может быть представлена в виде:

 **(4)**

где, **ΔРтр** - потери давления на трение по длине трубопровода.

Потери напора на трение по длине трубопровода определяют по формуле Дарси-Вейсбаха.

 **(5)**

Или

 **(6)**

Где, l - длина трубопровода, м

Д - внутренний диаметр трубопровода, м

λ - коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима движения и относительной шероховатости внутренней поверхности трубы.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

 **(7)**

Где, ρ - плотность жидкости, кг/м3

μ - динамическая вязкость жидкости, Пас

Средняя скорость и определяется как

, **м/с (8)**

где **Q** - объемный расход жидкости, м3/с

Если **Re < 2320**, то течение жидкости ламинарное, в этом случае шероховатость стенки не оказывает влияние на коэффициент гидравлического сопротивления и λ, определяется по формуле Стокса.

**λ =**  **(9)**

Если **Re>2800**, то наступает турбулентное течение и

  **(10)**

В области **2320 < Re < 2800** наблюдается переходный режим

  **(11)**

Мощность насоса при перекачке нефти определяется по формуле

, кВт **(12)**

Где, **Q'** - объемная подача насоса, м3/с; **Q'= Q/86400**

**η** - общий к.п.д. насосной установки.

Порядок проведения расчета.

1. Определяем площадь сечения нефтепровода

, м²

Где, **Q** - производительность нефтепровода, т/сут

Ρ - плотность нефти, т/м3

**t** - суточная производительность перекачки, ч t=24 ч.

υср - средняя скорость движения нефти в трубе в зависимости от вязкости (см. таблицу 3.)

Таблица№3.

|  |  |
| --- | --- |
| Кинематическая вязкость жидкости, см2/с  | Рекомендуемые скорости  |
| При нагнетании  | при всасывании  |
| 0,01-0,3  | 1,5  | 1,0  |
| 0,31-0,75  | 1,3  | 1,0  |
| 0,76-1,5  | 1,0  | 0,8  |
| 1,51-4,4  | 0,8  | 0,6  |
| Свыше 4,4  | 0,6  | 0,4  |

2. Определяем диаметр нефтепровода (внутренний).



Принимаем ближайший больший диаметр по ГОСТ с учетом толщины стенок (таблица 3) стр.58 Лутош.1983.

3. Для принятого диаметра уточняем среднюю скорость движения нефти.

 , м/с

Где , м²

dст- стандартный диаметр,м

4. Определяем параметр Рейнольдса и режим движения жидкости по формуле (7).

5. По формулам (9), (10) или (11) (в зависимости от Re) определяем коэффициент гидравлического сопротивления.

6. Находим потери напора (давления) на трение по формулам (5) и (6).

7. Определяем необходимый напор (давление) насоса по формулам (3) и (4).

8. Определяем мощность насоса по формуле (12).

Задача 4. Определить необходимую поверхность холодильника (теплообменника) и расход воды при прямотоке и противотоке при охлаждении нефти. Исходные данные приведены в таблице № 4.

Методические указания для решения задачи 4

Для проектирования процесса передачи теплоты необходимо наличие некоторой разности температур между горячим и холодным теплоносителями. Эта разность температур является движущей силой процесса теплопередачи и называется температурным напором, то есть

 **∆t=T-t**

где, Т - температура горячего теплоносителя

t - температура холодного теплоносителя

Чем больше температурный напор ∆t, тем выше скорость передачитеплоты; причем количество теплоты передаваемой от горячего теплоносителя к холодному, пропорционально поверхности теплообмена F, температурному напору Δt и времени τ, то есть

 

где К - коэффициент пропорциональности, называемый коэффициентом теплопередачи и представляющий собой количество теплоты, прошедшей через единицу времени при температурном напоре, равном единице, Вт/(м2°С)

В процессах теплообмена обычно изменяются температуры теплоносителей, а, следовательно, и температурный напор.

Характер изменения температуры жидкости, движущейся вдоль поверхности нагрева, зависит от схемы ее движения.

В теплообменных аппаратах применяются в основном три схемы движения жидкости:

1) прямоточная, когда горячая и холодная жидкости протекают в одном направлении (рисунок 1. (а));

2) противоточная, когда горячая и холодная жидкости протекают в противоположном друг другу направлении (рисунок 1. (б));

3) перекрестная, когда жидкости протекают в перекрестном направлении.

Рассматривая кривые изменения температур при прямотоке, видно, что нельзя нагревать входящий холодный теплоноситель с начальной температурой **tH** выше температуры выходящего горячего теплоносителя, **Тк**, то есть всегда **tK** < **Тк**, что обусловливается термическим сопротивлением стенок теплообменника. При противотоке конечная температура холодного теплоносителя **tK** может быть выше конечной температуры горячего теплоносителя **Тк**.

:

При прямотоке и противотоке, которые преимущественно используются в теплообменных аппаратах, температурный напор определяется по средне логарифмической или среднеарифметической разности температур.

  для прямотока (1)

  для противотока (2)

Вместо формул (1) и (2) можно записать одну

где **Δtб , Δtм** - разность температур между потоками;

**Δtб** - большая разность, **Δtм** - меньшая разность.

Если отношение **Δtб / Δtм ≥ 2** , то определяется средне-

логарифмическая температура по формуле (1) или (2), если отношение **Δtб / Δtм < 2**, то определяется среднеарифметическая температура по формуле:

  (4)

Или

 для прямотока (5)

 для противотока (6)

Если теплообмен происходит без фазовых или химических превращений, а удельные теплоемкости практически не зависят от температуры, то уравнение теплового баланса теплообменника можно записать так

 (7)

где, **g1, G2** - массовые расходы греющей и нагреваемой жидкостей, кг/с (кг/ч)

**C1, С2** *-* удельные теплоемкости жидкостей, Дж/кг°С

**Тн , t Н**- соответственно начальные температуры теплоносителей, °С

**Тк, t K**- конечные температуры теплоносителей, °С

**Q** - количество теплоты, Вт

Под тепловой нагрузкой Q понимают количество теплоты в Вт, передаваемой за единицу времени



***Порядок проведения расчета***

1. Определяем тепловую нагрузку (в Вт) из левой части уравнения (7)

, Вт

где Сн - теплоемкость нефти, Сн = 2200 Дж / (кг • °С)

2. Из правой части уравнения (7) определяем расход охлаждающей воды при прямотоке, **g2'** кг/ч

, кг/ч

где Св - теплоемкость воды, Св = 4190 Дж / (кг • °С)

3. Определяем средний температурный напор при прямотоке по формуле (1) или (5)

4. Из формулы (8) определяем необходимую поверхность нагрева при прямотоке

 , м2

5. Определяем расход охлаждающей воды при противотоке

где tK"- конечная температура воды при противотоке.

6. Находят средний температурный напор при противотоке по формуле (2) или (6)

7. Определяем необходимую поверхность теплообмена при противотоке.

 

Перечень рекомендуемой литературы

1. Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., Недра 1983

2. Покрепин Б. В. Курс лекций по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции» М., ГУ УМК по горному, нефтяному и энергетическому образованию 2000

3. Бухаленко Е. И. Нефтепромысловое оборудование. Справочник М., Недра 1990

4. Медведев В. Ф. Сбор и подготовка нефти и воды. Справочник рабочего М., Недра 1986

5. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра 1981

6. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., Недра 1974

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | № варианта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| ,КГ/Ч | 10000 | 12000 | 14000 | 16000 | 18000 | 20000 | 22000 | 24000 | 7000 | 9000 | 11000 | 13000 | 15000 | 17000 | 19000 |
| ,ºС | 80 | 85 | 90 | 95 | 80 | 85 | 90 | 95 | 80 | 85 | 90 | 95 | 80 | 85 | 90 |
| ,ºС | 35 | 38 | 40 | 42 | 35 | 38 | 40 | 42 | 35 | 38 | 40 | 42 | 35 | 38 | 40 |
| ,ºС | 18 | 20 | 22 | 24 | 26 | 19 | 21 | 23 | 25 | 18 | 20 | 22 | 24 | 26 | 19 |
| ,ºС | 30 | 32 | 34 | 36 | 31 | 33 | 35 | 37 | 28 | 30 | 32 | 35 | 28 | 30 | 31 |
| ,ºС | 37 | 40 | 45 | 42 | 38 | 44 | 48 | 50 | 40 | 45 | 47 | 49 | 44 | 48 | 50 |
| K, Вт/м²ºС | 250 | 260 | 270 | 280 | 290 | 255 | 265 | 275 | 285 | 250 | 260 | 270 | 280 | 290 | 255 |

 Таблица 4

|  |  |
| --- | --- |
| Пара-метры | № варианта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Q, т/сут | 600 | 800 | 1000 | 1200 | 1400 | 1600 | 1800 | 2000 | 2200 | 2400 | 2600 | 2800 | 700 | 900 | 1100 |
| I,м | 3000 | 3500 | 4000 | 4500 | 5000 | 5500 | 6000 | 6500 | 7000 | 7500 | 8000 | 8500 | 9000 | 3200 | 3600 |
| ,м | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | 150 | 160 | 170 | 105 | 115 | 125 | 135 | 145 | 155 | 165 |
| , м | 160 | 160 | 150 | 170 | 180 | 185 | 190 | 205 | 140 | 150 | 170 | 180 | 190 | 195 | 200 |
| ρ, кг/м³ | 820 | 840 | 860 | 880 | 900 | 830 | 850 | 870 | 890 | 840 | 860 | 880 | 900 | 830 | 850 |
| ν, м²/с | 0,8 | 0,85 | 0,9 | 0,95 | 1,0 | 1,2 | 1,4 | 1,6 | 1,8 | 0,9 | 0,95 | 1,0 | 1,05 | 1,1 | 1,15 |
| η | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |

 Таблица 2

 Таблица

|  |  |
| --- | --- |
| Параметры | № варианта |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| P, МПа | 1,6 | 1,8 | 2,0 | 2,2 | 2,4 | 2,6 | 2,8 | 1,7 | 1,9 | 2,1 | 2,3 | 2,5 | 2,7 | 2,9 | 3,0 |
| T, ºК | 285 | 290 | 295 | 300 | 305 | 310 | 315 | 287 | 292 | 237 | 302 | 307 | 312 | 315 | 318 |
| Д, м | 0,8 | 0,9 | 1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 | 0,9 | 1 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 1,4 | 1,5 |
| , кг/м³ | 800 | 820 | 840 | 860 | 880 | 810 | 815 | 825 | 830 | 835 | 845 | 850 | 855 | 865 | 870 |
|  кг/м³ | 1,0 | 1,1 | 1,15 | 1,2 | 1,25 | 1,12 | 1,14 | 1,16 | 1,18 | 1,21 | 1,23 | 1,05 | 1,13 | 1,17 | 1,18 |
| , мПа-с | 0,01 | 0,011 | 0,012 | 0,013 | 0,014 | 0,015 | 0,016 | 0,017 | 0,01 | 0,011 | 0,012 | 0,013 | 0,014 | 0,015 | 0,016 |
| , мПа-с | 3,7 | 3,16 | 4,69 | 4,87 | 6,13 | 4,97 | 4,58 | 3,85 | 7,92 | 8,41 | 6,95 | 9,23 | 8,73 | 7,21 | 7,55 |
| , мкм | 24 | 26 | 28 | 30 | 32 | 34 | 36 | 25 | 27 | 29 | 31 | 33 | 35 | 28 | 30 |
| Z | 0,95 | 0,97 | 0,96 | 0,98 | 0,99 | 1 | 0,98 | 0,99 | 0,96 | 0,97 | 0,98 | 0,95 | 0,97 | 0,96 | 0,99 |
| , т/сут | 180 | 190 | 200 | 210 | 220 | 230 | 240 | 250 | 175 | 188 | 205 | 215 | 220 | 235 | 250 |