Минобрнауки России

Бузулукский гуманитарно-технологический институт

(филиал) федерального государственного бюджетного

образовательного учреждения

высшего образования

**«Оренбургский государственный университет»**

Кафедра *«Общепрофессиональных и технических дисциплин»*

*А.О. Шустерман*

**Методические указания**

**по освоению дисциплины «Основы нефтегазового дела»**

Уровень высшего образования

БАКАЛАВРИАТ

Направление подготовки

*23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов*

(код и наименование направления подготовки)

*Сервис транспортных и технологических машин и оборудования (нефтегазодобыча)*

(наименование направленности (профиля) образовательной программы)

Квалификация

*Бакалавр*

Форма обучения

*Очная*

Бузулук 2020

Основы нефтегазового дела: методические указания для обучающихся по освоению дисциплины / А.О. Шустерман; Бузулукский гуманитарно-технолог. ин-т (филиал) ОГУ. – Бузулук: БГТИ (филиал) ОГУ, 2020.

Составитель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ А.О. Шустерман

«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2020 г.

Методические указания предназначены для студентов направления подготовки 23.03.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов очного обучения.

Методические указания для обучающихся по освоению дисциплины являются приложением к рабочей программе по дисциплине.

**Содержание**

[Введение](#_Toc466217638) 4

1 Виды работ студентов……………………………………………………………..5

2 Основные виды работ студентов и особенности их проведения при изучении курса…………………………………………………………………………………..5

# Введение

Цель методических указаний – помочь студенту в организации изучения дисциплины выполнения различных форм аудиторной и самостоятельной работы.

Для освоения данной дисциплины в вузе читаются лекции и проводятся практические занятия.

**Цель (цели)** освоения дисциплины:

- формирование у студентов фундамен­тальных знаний по основным направлениям и особенностям нефтегазопромысловой отрасли.

**Задачи:**

- оценить уровень техники и технологии бурения, эксплуатации и ремонта скважин;

- изучение основных понятий в сфере нефтегазового дела;

- выполнять простейшие расчеты по выбору оборудования для фонтанной и насосной добычи нефти, ремонта скважин;

- формирование знаний об особенностях региональ­ного развития нефтегазового дела, о положении в мировом и российском энергетических хозяйствах.

# 1 Виды работы студентов

Основные виды занятий: по курсу предусмотрено проведение лекционных занятий, на которых дается основной систематизированный материал, практические занятия, самостоятельная работа, сдача экзамена.

Самостоятельная работа предусматривает аудиторною и внеаудиторную работу.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданиям.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентом по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

Задания для самостоятельной работы содержатся в фонде оценочных средств по дисциплине. Выполненные задания к каждому разделу сдаются в письменном виде.

Содержание самостоятельной работы определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно рабочей программы дисциплины.

# 2 Основные виды работы студентов и особенности их проведения при изучении данного курса

**2.1 Рекомендации к прослушиванию лекционного курса**

Лекция – это развернутое, продолжительное и системное изложение сущности какой-либо учебной, научной проблемы. Основа лекции – теоретическое обобщение, в котором конкретный фактический материал служит иллюстрацией или необходимым отправным моментом, это форма учебного занятия, цель которого состоит в рассмотрении теоретических вопросов излагаемой дисциплины в логически выдержанной форме.

В учебном процессе в зависимости от дидактических задач и логики учебного материала мы будем использовать вводные, текущие и обзорные лекции; в зависимости от деятельности студентов - информационные, объяснительные, лекции - беседы.

Лекционная форма целесообразна в процессе:

* изучения нового материала, мало связанного с ранее изученным;
* рассмотрения сложного для самостоятельного изучения материала;
* подачи информации крупными блоками;
* выполнения определенного вида заданий по одной или нескольким темам либо разделам;
* применения изученного материала при решении практических задач.

В состав учебно-методических материалов лекционного курса включаются:

* учебники и учебные пособия, в том числе разработанные преподавателями кафедры, конспекты (тексты, схемы) лекций в печатном виде и /или электронном представлении - электронный учебник, файл с содержанием материала, излагаемого на лекциях, файл с раздаточными материалами;
* тесты и задания по различным темам лекций (разделам учебной дисциплины) для самоконтроля студентов;
* списки учебной литературы, рекомендуемой студентам в качестве основной и дополнительной по темам лекций (по соответствующей дисциплине).

Приступая к изучению дисциплины, студенту необходимо ознакомиться с тематическим планом занятий, списком рекомендованной учебной и научной литературы. Следует уяснить последовательность выполнения индивидуальных учебных заданий, темы и сроки проведения семинаров, написания учебных и творческих работ, завести в свою рабочую тетрадь.

При изучении дисциплины студенты выполняют следующие задания: изучают рекомендованную учебную и научную литературу; пишут контрольные работы, готовят презентации и сообщения к практическим занятиям; выполняют самостоятельные творческие работы, участвуют в выполнении практических заданий. Уровень и глубина усвоения дисциплины зависят от активной и систематической работы в данных направлениях.

**2.2 Рекомендации при подготовке к практическим занятиям**

Практические занятия относятся к основным видам учебных занятий. Они составляют важную часть профессиональной подготовки.

Подготовка к практическому занятию

* подберите необходимую учебную и справочную литературу, конспекты,
* освежите в памяти теоретические сведения, полученные на лекциях и в процессе самостоятельной работы,
* определитесь в целях и специфических особенностях практической работы.
* отберите те задачи и упражнения, которые позволят в полной мере реализовать цели и задачи предстоящей работы,
* прорешайте задачи, примеры из лекции, учебника,
* ответьте на контрольные вопросы.

**Тематика практических занятий**

**Тема 1. История развития нефтяной промышленности**

Основой материал.

Среди важнейших видов промышленной продукции одно из главных мест занимают нефть, газ и продукты их переработки.

Достаточно сказать, что из всех видов энергетических ресурсов (вода, уголь, горючие сланцы, атомная энергия и др.) около двух третей потребностей обеспечивается за счет углеводородов. Невозможно представить сегодня современный транспорт и все многообразие двигательной техники без горюче-смазочных материалов, основой которых служат нефть и газ.

Свободный газ, добываемый попутно с нефтью, является сырьем для химической промышленности. Путем химической переработки газов получают и такие продукты, на изготовление которых расходуется значительное количество пищевого сырья.

До начала XVIII в. нефть в основном добывали из копанок (яма, глубиной 1,5 – 2 м), которые обсаживали плетнем. По мере накопления нефть вычерпывали и в кожаных мешках вывозили потребителям.

Колодцы крепились деревянным срубом, окончательный диаметр обсаженного колодца составлял обычно от 0,6 до 0,9 м с некоторым увеличением книзу для улучшения притока нефти к его дну.

Подъем нефти из колодца производился при помощи ручного ворота (позднее конного привода) и веревки, к которой привязывался бурдюк (ведро из кожи).

К 70-м годам XIX в. основная часть нефти в России и в мире добывалась из нефтяных скважин. Так, в 1878 г. в Баку их насчитывалось 301, дебит (см. Основные понятия и определения) которых во много раз превосходит дебит из колодцев. Нефть из скважин добывали желонкой – металлическим сосудом (труба) высотой до 6 м, в дно которого вмонтирован обратный клапан, открывающийся при погружении желонки в жидкость и закрывающийся при ее движении вверх. Подъем желонки (тартание) велся вручную, затем на конной тяге (начало 70-х годов XIX в.) и с помощью паровой машины (80-е годы).

Первые глубинные насосы были применены в Баку в 1876 г., а первый глубинный штанговый насос – в Грозном в 1895 г. Однако тартальный способ длительное время оставался главным. Например, в 1913 г. в России 95 % нефти добыто желонированием.

Вытеснение нефти из скважины сжатым воздухом или газом былопредложено в конце XVIII в., но несовершенство компрессорной техники более чем на столетие задержало развитие этого способа, гораздо менее трудоемкого по сравнению с тартальным.

Не сформировался к началу нашего века и фонтанный способ добычи. Из многочисленных фонтанов бакинского района нефть разливалась в овраги, реки, создавала целые озера, сгорала, безвозвратно терялась, загрязняла почву, водоносные пласты, море.

В настоящее время основной способ добычи нефти – насосный при помощи установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) и штанговых скважинных насосов (ШСН)

Газовая промышленность получила свое развитие лишь в период Великой Отечественной войны при открытии и вводе в разработку газовых месторождений в районе г. Саратова и в западных областях Украины, сооружении газопровода Саратов – Москва и Дашава – Киев –Брянск – Москва.

Одновременно с вводом в разработку и освоением новых газовых месторождений создавалась сеть магистральных газопроводов и отводов от них для подачи газа местным потребителям.

Развитие газовой промышленности позволило газифицировать много городов и населенных пунктов, а также предприятий различных отраслей промышленности.

Самостоятельная работа.

Задание на самостоятельную работу содержаться в фонде оценочных средств.

**Тема 2. Виды бурения**

Основной материал.

Ударное бурение скважин

При ударном бурении разрушение горных пород производится долотом 1, подвешенным на канате (рис. 4.8). Буровой инструмент включает также ударную штангу 2 и канатный замок 3. Он подвешивается на канате 4, который перекинут через блок 5, установленный на какой-либо мачте (на схеме не показана). Возвратно-поступательное движение бурового инструмента обеспечивает буровой станок 6.

По мере углубления скважины канат удлиняют. Цилиндричность скважины обеспечивается поворотом долота во время работы.

Для очистки забоя от разрушенной породы буровой инструмент. По завершении очистки забоя в скважину вновь опускается буровой инструмент, и бурение продолжается.

Во избежание обрушения стенок скважины в нее спускают обсадные трубы, длину которых наращивают по мере углубления забоя.

В настоящее время при бурении нефтяных и газовых скважин ударное бурение в нашей стране не применяют периодически извлекают из скважины, а в нее опускают желонку, похожую на длинное ведро с клапаном в дне. При погружении желонки в смесь из жидкости (пластовой или наливаемой сверху) и разбуренных частиц породы клапан открывается, и желонка заполняется этой смесью. При подъеме желонки клапан закрывается, и смесь извлекается Наверх. Нефтяные и газовые скважины сооружаются методом вращательного бурения. При данном способе породы дробятся не ударами, а разрушаются вращающимся долотом, на которое действует осевая нагрузка. Крутящий момент передается на долото или с поверхности от вращателя (ротора) через колонну бурильных труб (роторное бурение), или от забойного двигателя (турбобура, электробура, винтового двигателя), установленного непосредственно над долотом.

Турбобур – это гидравлическая турбина, приводимая во вращение с помощью нагнетаемой в скважину промывочной жидкости. Электробур представляет собой электродвигатель, защищенный от проникновения жидкости. Питание к электробуру подается по кабелю с поверхности. Винтовой двигатель – это разновидность забойной гидравлической машины, в которой для преобразования энергии потока промывочной жидкости в механическую энергию вращательного движения использован винтовой механизм Ключ ПБК-1 подвешивается в буровой на канате. Высота его

подвески регулируется пневматическим цилиндром с пульта управления.

Пневматический клиновой захват ПКР-560 служит для механизированного захвата и освобождения бурильных и обсадных труб.

Он монтируется в роторе и имеет четыре клина, управляемых с пульта посредством пневмоцилиндра.

Наземное оборудование, непосредственно используемое при бурении, включает вертлюг, буровые насосы, напорный рукав и ротор.

Вертлюг – это механизм, который соединяет невращающиеся талевую систему и буровой крюк с вращающимися бурильными трубами. Он также обеспечивает ввод в бурильные трубы промывочной жидкости под давлением. Корпус вертлюга подвешивается на буровом крюке (или крюкоблоке) с помощью штропа. В центре корпуса проходит напорная труба, переходящая в ствол, соединенный с бурильными трубами. К напорной трубе присоединяется напорный рукав для подачи промывочной жидкости в скважину. Напорная труба и ствол жестко не связаны. Ствол установлен в корпусе на подшипниках, этим обеспечивается неподвижное положение штропа, корпуса и напорной трубы при

вращении бурильных труб вместе со стволом. Для герметизации имеющихся зазоров между неподвижной и подвижной частями вертлюга служат сальники.

Буровые насосы служат для нагнетания бурового раствора в скважину. При глубоком бурении их роль выполняют поршневые двухцилиндровые насосы двойного действия. Напорный рукав (буровой шланг) предназначен для подачи промывочной жидкости под давлением от неподвижного стояка к перемещающемуся вертлюгу.

Ротор передает вращательное движение бурильному инструменту, поддерживает на весу колонну бурильных или обсадных труб и воспринимает реактивный крутящий момент колонны, создаваемый забойным двигателем. Во время работы вращательное движение от лебедки с помощью цепной передачи сообщается валу и преобразуется в поступательное вертикальное движение ведущей трубы, зажатой в роторном

столе зажимами Силовой привод обеспечивает функционирование всей буровой установки: он снабжает энергией лебедку, буровые насосы и ротор.

Привод буровой установки может быть дизельным, электрическим, дизель-электрическим и дизель-гидравлическим. Дизельный привод применяют в районах, не обеспеченных электроэнергией необходимой мощности. Электрический привод от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой надежностью и экономичностью, но применим только в электрифицированных районах. Дизель-электрический привод – из дизеля, который вращает генератор, питающий, в свою очередь, электродвигатель. Дизель-гидравлический привод состоит из двигателя

внутреннего сгорания и турбопередачи. Последние два типа привода автономны, но, в отличие от дизельного, не содержат громоздких коробок перемены передач и сложных соединительных частей, имеют удобное управление, позволяют плавно изменять режим работы лебедки или ротора в широком диапазоне.

Суммарная мощность силового привода буровых установок составляет от 1000 до 4500 кВт. В процессе бурения она распределяется на привод буровых насосов и ротора. При проведении спускоподъемных операций основная энергия потребляется лебедкой, а остальная часть – компрессорами, вырабатывающими сжатый воздух, который используется в качестве источника энергии для автоматического бурового ключа, подвесного бурового ключа, пневматического клинового захвата и др.

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора, приготовления новых его

порций и закачки очищенного раствора в скважину. Она включает систему отвода использованного раствора (желоба) от устья скважины, механические средства отделения частичек породы (вибросито, гидроциклоны), емкости для химической обработки, накопления и отстоя очищенного раствора, шламовый насос, блок приготовления свежего раствора и буровые насосы для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу в скважину. К привышечным сооружениям относятся:

1) помещение для размещения двигателей и передаточных механизмов лебедки;

2) насосное помещение для размещения буровых насосов и их

двигателей;

3) приемные мостки, предназначенные для транспортировки бурового технологического оборудования, инструмента, материалов и запасных частей;

4) запасные резервуары для хранения бурового раствора;

5) трансформаторная площадка для установки трансформатора;

6) площадка для размещения механизмов по приготовлению бурового раствора и хранения сухих материалов для него;

7) стеллажи для размещения труб

Буровое оборудование и инструмент. В качестве забойных двигателей при бурении используют турбобур, электробур и винтовой двигатель, устанавливаемые непосредственно над долотом.

Турбобур (рис. 4.16) – это многоступенчатая турбина (число ступеней до 350); каждая ступень турбины состоит из статора, жестко соединенного с корпусом турбобура, и ротора, укрепленного на валу турбобура. Поток жидкости, стекая с лопаток статора, натекает на лопатки

ротора, отдавая часть своей энергии на создание вращательного момента, снова натекает на лопатки статора и т. д. Хотя каждая ступень турбобура развивает относительно небольшой момент, благодаря их большому количеству, суммарная мощность на валу турбобура оказывается достаточной, чтобы бурить самую твердую породу.

**Тема 3. Разработка нефтяных месторождений**

Основной материал

Системы разработки предусматривают: выделение объектов разработки, последовательность ввода объектов в разработку, темп разбуривания месторождений, методы воздействия на продуктивные [пласты](http://www.mining-enc.ru/p/plast/) с целью максимального извлечения нефти; число, соотношение, расположение и порядок ввода в эксплуатацию добывающих, нагнетательных, контрольных и резервных скважин; режим их работы; методы регулирования процессами разработки; мероприятия по [охране окружающей среды](http://www.mining-enc.ru/o/oxrana-okruzhayuschej-sredy/). Принятая для конкретного месторождения система разработки предопределяет технико-экономические показатели — [дебит](http://www.mining-enc.ru/d/debit/) [скважин](http://www.mining-enc.ru/b/burovaya-skvazhina/), изменение его во времени, коэффициент [нефтеотдачи](http://www.mining-enc.ru/n/nefteotdacha/" \o "Нефтеотдача), [капитальные вложения](http://www.mining-enc.ru/k/kapitalnye-vlozheniya/), себестоимость 1 т нефти и др. Рациональная система разработки нефтяных месторождений обеспечивает заданный [уровень](http://www.mining-enc.ru/u/uroven/) [добычи](http://www.mining-enc.ru/d/dobycha-poleznyx-iskopaemyx/)нефти и попутного газа с оптимальными технико-экономическими показателями, эффективную охрану окружающей среды.

Основные параметры, характеризующие систему разработки: отношение площади нефтеносности месторождения к числу всех нагнетательных и добывающих скважин (плотность сетки скважин), отношение [извлекаемых запасов](http://www.mining-enc.ru/i/izvlekaemye-zapasy/) нефти месторождения к числу скважин — извлекаемые запасы на одну скважину (эффективность системы разработки), отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин (интенсивность выработки запасов); отношение числа резервных скважин, пробуренных после ввода месторождения в разработку с целью более полного извлечения нефти (надёжность системы разработки). Система разработки характеризуется также геометрическими параметрами: расстоянием между скважинами и рядами скважин, шириной полосы между [нагнетательными скважинами](http://www.mining-enc.ru/n/nagnetatelnaya-skvazhina/) (при блоково-рядных системах разработки) и др. В системе разработки без воздействия на пласт при малоподвижном контуре нефтеносности используют равномерное четырёхугольное (четырёхточечное) или треугольное (трёхточечное) расположение добывающих скважин; при подвижных контурах нефтеносности расположение скважин учитывает форму этих контуров. Системы разработки нефтяных месторождений без воздействия на пласт в [CCCP](http://www.mining-enc.ru/s/soyuz-sovetskix-socialisticheskix-respublik/) применяют редко, большей частью месторождение разрабатывается с [заводнением](http://www.mining-enc.ru/z/zavodnenie/" \o "Заводнение). Наиболее широко используется блоково-рядное [внутриконтурное заводнение](http://www.mining-enc.ru/v/vnutrikonturnoe-zavodnenie/). Создают также площадные системы заводнения с расстоянием между скважинами 400-800 м.

Наряду с выбором системы разработки большое значение имеет выбор эффективной технологии разработки. Система и технология в принципе независимы; при одной и той же системе применяют различные технологии разработки. Основные технологические показатели процесса разработки: текущая и накопленная добыча нефти, воды, жидкости; темп разработки, обводнённость продукции скважин, пластовое давление и температура, а также эти параметры в характерных точках пласта и скважины (на [забое](http://www.mining-enc.ru/z/zaboj/) и устье скважины, на границах элементов и т.д.); [газовый фактор](http://www.mining-enc.ru/g/gazovyj-faktor/) в отдельных скважинах и по месторождению в целом. Эти показатели изменяются во времени в зависимости от режимов пластов (характера появления внутрипластовых сил, движущих нефть к забоям скважин) и технологии разработки. Важным показателем разработки нефтяных месторождений и эффективности применяемой технологии является текущая и конечная величина нефтеотдачи. Длительная разработка нефтяных месторождений при упругом режиме возможна только в отдельных случаях, т.к. обычно пластовое давление в процессе разработки падает и в пласте возникает режим растворённого газа. Конечный коэффициент нефтеотдачи при разработке в этом режиме невелик, редко достигает (при хорошей [проницаемости](http://www.mining-enc.ru/p/pronicaemost/) пласта и низкой [вязкости](http://www.mining-enc.ru/v/vyazkost/) нефти) величины 0,30-0,35. С применением технологии заводнения конечный коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 0,55-0,6 (в среднем 0,45-0,5). При повышенной вязкости нефти (20-50•10-3 Па•с) он не превышает 0,3-0,35, а при вязкости нефти свыше 100•10-3 Па•с — 0,1. Заводнение в этих условиях становится малоэффективным. Для повышения конечной величины коэффициента нефтеотдачи применяют технологии, основанные на физико-химических и тепловых методах воздействия на пласт (см. Термические методы добычи). При физико-химических методах используют [вытеснение нефти](http://www.mining-enc.ru/v/vytesnenie-nefti/) растворителями, газом высокого давления, поверхностно-активными веществами, полимерными и мицеллярно-полимерными растворами, растворами кислот и щелочей. Применение этих технологий позволяет снижать натяжение на контакте "нефть — вытесняющая жидкость", либо ликвидировать его (вытеснение нефти растворителями), улучшать [смачиваемость](http://www.mining-enc.ru/s/smachivaemost-/" \o "Смачиваемость) горных пород вытесняющей жидкостью, загущать вытесняющую жидкость и тем самым уменьшать отношение вязкости нефти к вязкости жидкости, делая процесс вытеснения нефти из пластов более устойчивым и эффективным. Физико-химические методы воздействия на пласт увеличивают нефтеотдачу на 3-5% (поверхностно-активные вещества), на 10-15% (полимерное и мицеллярное заводнение), на 15-20% (углекислота). Применение методов вытеснения нефти растворителями теоретически позволяет достичь полной нефтеотдачи. Однако опытно-промышленные работы выявили ряд трудностей практического осуществления этих методов извлечения нефти: сорбция поверхностно-активных веществ [пористой](http://www.mining-enc.ru/p/poristost/) средой коллекторов, изменение их концентрации, разделение композиций веществ (мицеллярно-полимерное заводнение), [экстракция](http://www.mining-enc.ru/e1/ekstrakciya-/) только лёгких [углеводородов](http://www.mining-enc.ru/u/uglevodorody/) (углекислота), снижение коэффициента охвата (растворители и газ высокого давления) и др. Развиваются также исследования в области термохимических методов извлечения нефти при совместном воздействии на пласт теплом и химическими реагентами — термощелочное, термополимерное заводнение, использование катализаторов внутрипластовых реакций и др. Исследуются возможности повышения нефтеотдачи пластов путём воздействия на них биохимическими методами, основанными на вводе в [нефтяной пласт](http://www.mining-enc.ru/n/neftyanoj-plast/) бактерий, в результате жизнедеятельности которых образуются вещества, улучшающие [текучесть](http://www.mining-enc.ru/t/tekuchest/) и облегчающие извлечение нефти.

В разработке нефтяных месторождений выделяют 4 периода: нарастающей, постоянной, резко падающей и медленно падающей добычи нефти (поздняя стадия).

На всех этапах разработки нефтяных месторождений осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки без изменения системы разработки или с частичным её изменением. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений позволяет повысить эффективность вытеснения нефти. Воздействуя на залежь, усиливают или ослабляют фильтрационные потоки, изменяют их направление, вследствие чего вовлекаются в разработку ранее не дренируемые участки месторождения и происходит увеличение темпов отбора нефти, уменьшение добычи попутной воды и увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи. Методы регулирования разработки нефтяных месторождений: увеличение производительности скважин за счёт снижения [забойного давления](http://www.mining-enc.ru/z/zabojnoe-davlenie2009/) (перевод на механизированный способ эксплуатации, установление форсированного или оптимального режима работы скважин); отключение высокообводнённых скважин; повышение давления нагнетания; [бурение](http://www.mining-enc.ru/b/burenie/) дополнительных добывающих скважин (резервных) или [возврат скважин](http://www.mining-enc.ru/v/vozvrat-skvazhin/) с других горизонтов; перенос фронта нагнетания; использование очагового и избирательного заводнения; проведение изоляционных работ; выравнивание профиля притока или приёмистости скважины; воздействие на [призабойную зону](http://www.mining-enc.ru/p/prizabojnaya-zona/" \o "Призабойная зона) для интенсификации притока (гидроразрыв пласта, [гидропескоструйная перфорация](http://www.mining-enc.ru/g/gidropeskostrujnaya-perforaciya/), кислотная обработка); применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (закачка в пласт серной кислоты, поверхностно-активных веществ и др.). Разработку неглубоко залегающих пластов, насыщенных высоковязкой нефтью, в некоторых случаях осуществляют шахтным способом (см. [Шахтная разработка нефтяных месторождений](http://www.mining-enc.ru/sh/shaxtnaya-razrabotka-neftyanyx-mestorozhdenij/)).

Самостоятельная работа.

Задание на самостоятельную работу содержаться в фонде оценочных средств.

**Тема 4. Основы фонтанной эксплуатации скважин**

Основной материал

При одном и том же количестве газа не в каждой скважине можно получить фонтанирование. Если количество газа достаточно для фонтанирования в 150-миллиметровой скважине, то его может быть недостаточно для 200-миллиметровой скважины.

Смесь нефти и газа, движущаяся в скважине, представляет собой чередование прослоев нефти с прослоями газа: чем больше диаметр подъемных труб, тем больше надо газа для подъема нефти.

В практике известны случаи, когда скважины больших диаметров (150–300 мм), пробуренные на высокопродуктивные пласты с большим давлением, отличались высокой производительностью, но фонтанирование их в большинстве случаев было весьма непродолжительным.

Иногда встречаются скважины, которые при обычных условиях не фонтанируют, хотя давление в пласте высокое.

После спуска в такие скважины лифтовых труб малого диаметра удается достигнуть фонтанирования. Поэтому с целью рационального использования энергии расширяющего газа все скважины, где ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют лифтовыми трубами условным диаметром от 60 до 114 мм, по которым происходит движение жидкости и газа в скважине.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм. Это один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин.

В пробуренных эксплуатационных скважинах оборудуют как забойную (в зоне продуктивного пласта), так и устьевую часть, выходящую на поверхность. Если продуктивный пласт сложен достаточно прочными породами, то применяют "открытый" забой. В этом случае эксплуатационная обсадная колонна доводится до верхней границы продуктивного пласта, а сам пласт вскрывается на всю мощность. Если породы продуктивного пласта неустойчивые, рыхлые, то забой укрепляют обсадными трубами с креплением (цементированием) затрубного пространства. Приток нефти в скважину обеспечивают пробивкой отверстий (перфорацией) обсадной трубы и цементного кольца в зоне продуктивного пласта (обычно десять отверстий на один метр). Условия эксплуатации фонтанных скважин требуют герметизации их устья, разобщения межтрубного пространства, направления продукции скважин в пункты сбора нефти и газа, а также при необходимости полного закрытия скважины под давлением. Эти требования выполняются при установке на устье фонтанирующей скважины колонной головки и фонтанной арматуры с манифольдом (трубопроводом, отводящим скважинную продукцию).

К наземному оборудованию относят фонтанную арматуру и манифольд. Фонтанной арматурой оборудуют фонтанные нефтяные и газовые скважины. Ее устанавливают на колонную головку. Фонтанная арматура изготавливается по ГОСТ 13846–89.

Фонтанные арматуры различают по конструктивным и прочностным признакам. Эти признаки включают в шифр фонтанной арматуры.

Трубная обвязка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на колонную обвязку, предназначена для обвязывания одного или двух скважинных трубопроводов, контроля и управления потоком скважинной среды в затрубном (межтрубном) пространстве.

Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление – 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа, сечением ствола от 50 до 150 мм, по конструкции фонтанной елки – крестовая и тройниковая, по числу спускаемых в скважину рядов труб – однорядная и двухрядная и оборудована задвижками или кранами. Основные характеристики фонтанной арматуры приведены в их шифрах.

Конструкция фонтанной арматуры обеспечивает возможность измерения давления на верхнем буфере елки, а также давления и температуры среды на буфере бокового отвода елки и трубной головки. Стандартами предусмотрено изготовление блочных фонтанных арматур, а также укомплектование по необходимости фонтанных арматур автоматическими предохранительными и дистанционно управляемыми устройствами.

Фонтанная елка – часть фонтанной арматуры, устанавливаемая на трубную обвязку, предназначена для контроля и регулирования потока скважинной среды в скважинном трубопроводе и направления его в промысловый трубопровод.

Самостоятельная работа.

Задание на самостоятельную работу содержаться в фонде оценочных средств.

**Тема 5. Основы газлифтной эксплуатации скважин**

Основной материал

Область применения газлифта – высокодебитные скважины с большими забойными давлениями, скважины с высокими газовыми факторами и забойными давлениями ниже давления насыщения; песочные скважины (содержащие в продукции песок), а также скважины, эксплуатируемые в труднодоступных условиях (например, затопляемость, паводки, болота и др.). Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

Принцип действия газлифта. В скважину опускают два ряда насосных труб. По затрубному пространству между наружной и внутренней трубами подают под давлением газ или воздух. Наружную трубу называют воздушной. Внутреннюю трубу, по которой нефть в смеси с газом или воздухом поднимается на поверхность, называют подъемной.

Подъемная труба имеет меньшую длину по сравнению с воздушной.

В однорядном в скважину опускают только одну колонну труб, по которой газожидкостная смесь поднимается из скважины на поверхность. В двухрядном подъемнике в скважину опускают две насосные колонны труб. По затрубному пространству этих колонн с поверхности подают газ, а по внутренней колонне труб на поверхность поднимается газожидкостная смесь. Однорядный подъемник менее металлоемок, но в нем нет достаточных условий для выноса песка с забоя скважины.

Достоинства газлифтного метода:

 простота конструкции (в скважине нет насосов);

 расположение технологического оборудования на поверхности (облегчает его наблюдение, ремонт), обеспечение возможности отбора из скважин больших объемов жидкости (до 1800–1900 т/сут.);

 возможность эксплуатации нефтяных скважин при сильном обводнении и большом содержании песка, простота регулирования дебита скважин.

Недостатки газлифтного метода:

 большие капитальные затраты;

 низкий КПД;

 повышенный расход НКТ, особенно при применении двухрядных подъемников;

 быстрое увеличение расхода энергии на подъем 1 т нефти по

мере снижения дебита скважин с течением времени эксплуатации.

В итоге себестоимость добычи 1 т нефти при газлифтном методе ниже за счет низких эксплуатационных расходов, поэтому он перспективен.

Устье газлифтной скважины оборудуют стандартной фонтанной арматурой, рабочее давление которой должно соответствовать максимально ожидаемому на устье скважины. Арматуру до установки на скважину опрессовывают в сборном виде на пробное давление, указанное в паспорте. После установки на устье скважины ее опрессовывают на давление, допустимое для опрессовки эксплуатационной колонны, при этом независимо от ожидаемого рабочего давления арматуру монтируют с полным комплектом шпилек и уплотнений. Под ее выкидными и нагнетательными линиями, расположенными на высоте, устанавливают надежные опоры, предотвращающие падение труб при ремонте, а

также вибрацию от ударов струи.

Обвязка скважины и аппаратура, а также газопроводы, находящиеся под давлением, должны отогреваться только паром или горячей водой.

Пуск газлифтных скважин (на примере двухрядного подъемника).

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве колонн НКТ оттесняется вниз, а вытесняемая перетекает в трубы малого диаметра из эксплуатационной колонны, в результате чего уровень в ней становится ниже статического. Поэтому давление на забое становится выше пластового, и часть жидкости поглощается пластом. На любой момент времени давление закачиваемого газа соответствует гидростатическому давлению столба жидкости высотой, равной разности уровней в трубах малого диаметра (или затрубном пространстве) и межтрубном пространстве. По мере нагнетания газа увеличивается разность уровней и возрастает давление заканчиваемого газа. На рис. 8.4 приведена кривая изменения давления нагнетательного газа в зависимости от времени при пуске скважины.

Самостоятельная работа.

Задание на самостоятельную работу содержаться в фонде оценочных средств.

**Тема 6. Виды ремонта скважин**

Основной материал

Цель ремонтно-профилактических мероприятий — устра­нение различных нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, очистка от песка, гидратных от­ложений и продуктов коррозии, восстановление и повыше­ние добывных возможностей скважин.

От качества и своевременного проведения профилактичес­ких мероприятий и текущего ремонта во многом зависит продолжительность эксплуатации скважин на запланирован­ном технологическом режиме и межремонтного периода ра­боты скважин.

Текущий ремонт скважин - комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке его, стенок скважины и забоя от различных отложений, а также по осуществлению в скважинах геолого-технических мероприятий по восстановлению и повышению их добывных возможностей.

Цель текущего ремонта — устранение различных неполадок и нарушений в режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, а также проведение работ по подготовке к опробованию и освоению новых скважин, полученных после бурения и капитального ремонта.

Капитальный ремонт скважин — это комплекс работ по восстановлению работоспособности призабойной зоны, про­мывка ее растворителями, растворами ПАВ, укрепление слабосцементированных разрушающихся пород, это работы по интенсификации добычи газа путем гидроразрыва пласта, гидропескоструйной перфорации и химической обработки, дополнительного вскрытия пласта для приобщения к разра­ботке газонасыщенных горизонтов.

Большую группу вопросов в капитальном ремонте вызыва­ют сложные по исполнению ремонтно-изоляционные работы — одно из основных средств реализации проектов разработ­ки месторождения по обеспечению оптимальных условий ра­боты продуктивного пласта, достижения максимальной выра­ботки (извлечения) запасов углеводородного сырья, решения задач по охране недр и окружающей среды. К ним относят­ся: изоляция пластовых и посторонних вод, отключение пла­стов и отдельных обводненных интервалов пласта, исправ­ление негерметичности цементного кольца и исправление дефектов эксплуатационной колонны (восстановление ее целостности).

К капитальному ремонту также относятся зарезка и буре­ние второго ствола, ликвидация аварий с подземным обору­дованием, установка и извлечение пакеров и многие другие работы, проведение которых требует квалифицированных исполнителей, знания ими оборудования и технологических процессов.

Виды текущего ремонта скважин:

* Ремонт скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами, в т.ч. смена насоса, устранение  
  обрыва и отвинчивания штанг.
* Ремонт скважин, оборудованных УЭЦН, в т.ч. смена насоса.
* Ремонт скважин по очистке забоя и подъемной колонны от парафина, гидратов, солей и песчаных  
  пробок.
* Консервация и расконсервация скважин.
* Ремонт газлифтных скважин.
* Ремонт фонтанных скважин.
* Ремонт газовых скважин.
* Ремонт скважин, связанный с негерметичностью НКТ.
* Опытные работы по испытанию новых видов НКТ, штанг, насосов, ЭЦН и т.д.

От качества и своевременного проведения текущего ремонта во многом зависит продолжительность работы скважины на заданном технологическом режиме.

Виды капитального ремонта скважин и общий характер работ.

Капитальный ремонт скважин - комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией аварий, спуском и подъемом оборудования для раздельной эксплуатации пластов.

Основные виды капитального ремонта:

* Ремонтно-изоляционные работы, в т.ч. отключение отдельных обводненных интервалов пласта,  
  отключение отдельных пластов, исправление негерметичности цементного кольца, наращивание  
  цементного кольца за колонной.
* Устранение негерметичности эксплуатационной колонны.
* Крепление слабосцементированных пород призабойной зоны.
* Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации и ремонта скважин.
* Переход на другие горизонты и приобщение пластов.
* Перевод скважин из категории в категорию.
* Зарезка и бурение второго ствола.
* Ремонт нагнетательных скважин.
* Уточнение геологического разреза в скважинах, оценка насыщенности и выработки продуктивных  
  пластов.
* Увеличение и восстановление производительности скважин, в т.ч. проведение кислотных обработок  
  скважин, проведение гидравлического разрыва пласта, гидропескоструйной перфорации,  
  виброобработки, термообработки, обработки химреагентами и ПАВ (поверхностно-активными  
  веществами) призабойной зоны пласта.
* Дополнительная перфорация и другие геолого-технические мероприятия.

Самостоятельная работа.

Задание на самостоятельную работу содержаться в фонде оценочных средств.

**2.3 Методические рекомендации по подготовке к рубежному контролю**

Рубежный контроль студентов осуществляется в тестовой форме на 8 и 14 неделе каждого семестра. Тестирование позволяет путем поиска правильного ответа и разбора допущенных ошибок лучше усвоить тот или иной материал. Для выполнения тестового задания, прежде всего, следует внимательно прочитать поставленный вопрос. После ознакомления с вопросом следует приступать к прочтению предлагаемых вариантов ответа. Необходимо прочитать все варианты и в качестве ответа следует выбрать индекс (цифровое обозначение), соответствующий правильному ответу. На выполнение теста отводится ограниченное время. Оно может варьироваться в зависимости от уровня тестируемых, сложности и объема теста. Как правило, время выполнения тестового задания определяется из расчета 30-45 секунд на один вопрос. К работе над тестовым заданием следует приступать после изучения рекомендованной литературы и материалов лекций.

**2.4 Методические рекомендации по подготовке к дифференцированному зачету**

Цель зачета - проверка и оценка уровня полученных студентом специальных познаний по учебной дисциплине, а также умения логически мыслить, аргументировать избранную научную позицию, реагировать на дополнительные вопросы, ориентироваться в массиве правовых норм. Оценке подлежит также и правильность речи студента. Студент в целях получения качественных и системных знаний должен начинать подготовку к зачету задолго до его проведения, лучше с самого начала лекционного курса.  В ходе подготовки студентам необходимо обращать внимание не только на уровень запоминания, но и на степень понимания излагаемых проблем.