

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ВЫСШИХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

Кафедра: «Технологии переработки нефти и газа»

Допущен к защите

Зав. кафедрой _____ к.т.н. Адизов Б.З.

« ____ » _____ 2012 г

Декан факультета: _____ к.т.н. Атауллаев Ш.Н.

« ____ » _____ 2012 г

**КВАЛИФИКАЦИОННАЯ ВЫПУСКНАЯ
РАБОТА**

**На тему: «ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА БУРЕНИЯ НА
ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАНТЕПЕ»**

Расчётно – пояснительная записка _____ листов

Графическая часть _____ чертежей

РАЗРАБОТАЛ:

ст. группы 7-08 НГКБ
Хусенов Б.К.

РУКОВОДИТЕЛЬ:

Алимов А.А.

БУХАРА - 2012

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ВЫСШИХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

Кафедра: «Технологии переработки нефти и газа»

ЗАДАНИЕ НА КВАЛИФИКАЦИОННУЮ ВЫПУСКНУЮ РАБОТУ

Студента группы: 7-8 НГКБ Хусенов Баходир

**На тему: «Выбор оптимального режима бурения на примере
месторождения Самантепе»**

1. ВВЕДЕНИЕ

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 2.1. Общие сведения о месторождении Самантепе**
- 2.2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.**
- 2.3. Тектоника**

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 3.1. Выбор и обоснование способа бурения**
- 3.2. Проектирование конструкции скважины**

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 4.1. Выбор породоразрушающего инструмента**
- 4.2. Цементирование скважины**
- 4.3. Выбор технологического режима бурения**

5. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

- 5.1. Расчет осевой нагрузки**
- 5.2. Расчет частоты вращения**

6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- 6.1. Мероприятия по обеспечению безопасных и комфортных бытовых условий**
- 6.2. Инженерные мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда на объекте проектирования**

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 1. Геологический разрез отдельных площадей Бухара-Хивинской нефтегазовой отрасли**
- 2. Конструкция скважины**
- 3. Технологическое оборудование для промывки скважин**
- 4. Циркуляционная схема бурового раствора**

**Декан факультета:
Зав. Кафедры «ТПНГ»:
Руководитель:
Выпускник:**

**к.т.н. Атауллаев Ш.Н.
к.т.н. Адизов Б.З.
Алимов А.А.
Хусенов Б.К.**

О Г Л А В Л Е Н И Е

стр

1. ВВЕДЕНИЕ.....

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Общие сведения о месторождении Самантепе.....

2.2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения.....

2.3. Тектоника.....

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. Выбор и обоснование способа бурения.....

3.2. Проектирование конструкции скважины.....

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Выбор породоразрушающего инструмента.....

4.2. Цементирование скважины.....

4.3. Выбор технологического режима бурения.....

5. РАСЧЁТНАЯ ЧАСТЬ

5.1. Расчет осевой нагрузки.....

5.2. Расчет частоты вращения.....

6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Мероприятия по обеспечению безопасных и комфортных бытовых условий.....

6.2. Инженерные мероприятия по обеспечению безопасных и безвредных условий труда на объекте проектирования.....

ВЫВОД.....

ЛИТЕРАТУРА.....

ВВЕДЕНИЕ

Впервые проектирование разработки месторождения Самантепе осуществлено в 1975 г. В результате был составлен «Проект разработки газоконденсатного месторождения Самантепе», утвержденный Центральной Комиссией Мингазпрома с годовым отбором газа 4 млрд. м³ и фондом из 37 газодобывающих скважин.

Месторождение Самантепе было введено в разработку в 1986г. и эксплуатировалось Туркменгазпромом до марта 1993г., когда добыча газа была приостановлена по причине ограничения приема высокосернистого газа Мубарекским ГПЗ.

Учитывая увеличение потребности Узбекистана в углеводородах в 2005г. было принято решение о возобновлении добычи газа на месторождении Самантепе - на его участке, расположенном на территории РУз.

В этой связи, в 2005 г. институтом «УзЛИТИнефтваз» был составлен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Самантепе на территории Республики Узбекистан», который принят (по 2 варианту) с годовым отбором 1,5 млрд. м³ и действующим фондом из 15 скважин. В соответствии с этим проектом в 2006г. была возобновлена добыча газа на рассматриваемом месторождении.

В этом же году были пересчитаны запасы углеводородов и сопутствующих компонентов участка месторождения Самантепе на территории РУз, которые были утверждены ГКЗ (протокол № 282 от 28.12.2006 г.) в количествах:

газ (сырой/сухой) - 39043/39036 млн.м³

конденсат (геол./извл.)- 549/488 тыс.т

сера - 1,605 тыс.т

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

За истекший период возобновления разработки месторождения Самантепе (2006 - 2008 гг.) практически были выполнены задачи ОПЭ, поставленные в действующем проекте. Это обстоятельство, наряду с утверждением более высоких запасов, является актуальной задачей разработки месторождения Самантепе.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ САМАНТЕПЕ

Самантепинское газоконденсатное месторождение, открытое в 1964 г., расположено на территории Каракульского района Бухарской области Республики Узбекистан и Туркменабадского района Республики Туркменистан, в 50 км к юго-востоку от г. Чарджоу, на правобережье реки Амударьи (рисунок 1.1).

В орографическом отношении район месторождения представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками (от + 190 до + 206 м). Водные источники на площади отсутствуют. Питьевая вода при поисково-разведочных работах доставлялась из г. Фараб, расположенного в 30 км к северо-западу от месторождения Самантепе. Грунтовые воды залегают на глубине до 30 м, их минерализация колеблется от 16 г/л до 24 г/л, дебит воды при откачке составляет 100 м³/сутки.

Климат района резко континентальный и характеризуется жарким, сухим летом и прохладной зимой, максимальная температура летом + 50 °С, зимой -- 20 °С.

Дороги в районе месторождения отсутствуют. Ближайшие транспортные артерии - железная дорога, связывающая города Туркменабад с Бухарой, и идущее параллельно ей асфальтовое шоссе - расположены в 50 км к северо-западу. Ближайший магистральный газопровод БГР-Ташкент - Бешкек-Алма-Аты и Мубарекский газоперерабатывающий завод располагаются в 100 км к северо-востоку от месторождения.

На расстоянии 2-5 км к северу и северо-востоку от месторождения Самантепе располагается газоконденсатное месторождение Денгизкуль, разработка которого ведется с 1981 г. с подачей газа на Мубарекский ГПЗ.

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Первооткрывательницей месторождения Самантепе является поисковая скважина 2, в которой в 1964 г. из подсолевых верхнеюрских карбонатных отложений был получен промышленный приток газа с конденсатом.

Промышленная газоносность месторождения Самантепе приурочена к отложениям верхней юры, включающих в себя сульфатно-карбонатную пачку, пластовые и массивные известняки. Разведка месторождения была завершена в 1969 г. Всего на месторождении пробурены 22 поисково-разведочные скважины общим метражом 57803 м. Все скважины были ликвидированы как выполнившие свое назначение.

По результатам геолого-разведочных работ в 1970 году были подсчитаны запасы, которые утверждены ГКЗ (протокол № 6047 от 18.09.1970 г.) в количествах: газа (сырой/сухой) - 101,374/101,353 млрд.м³, конденсата (геол./извл.) - 1824/1642 тыс.т., серы - 4288 тыс.т.

Месторождение Самантепе введено в разработку в 1986 году. Добыча газа была приостановлена в 1993 году, в связи с ограничением приёма высокосернистого газа Мубарекским ГПЗ.

Всего за период 1986-1993 гг. было добыто 16,2 млрд. м³ газа и 199 тыс.т. конденсата. Для эксплуатации месторождения было пробурено 28 эксплуатационных скважин, общим метражом 70504 м.

В пределах Узбекской части месторождения пробурены 5 разведочных скважин (скв. 7, 8, 11, 15, 17), и эксплуатационная скважина 36, из которой до 1993 г. было добыто 109 млн.м³ газа и 2,0 тыс.т конденсата.

В 2002 г. АК «Узгеонефтегаздобыча» выполнен подсчет запасов по Узбекской части Самантепинского месторождения. При этом, подсчетные параметры, в связи с отсутствием новой информации, были приняты в соответствии с утвержденными ГКЗ в 1970 г. В результате на баланс Республики были приняты остаточные запасы: газа сухого 13,75 млрд.м³, извлекаемого конденсата - 231 тыс. т и серы - 582 тыс. т. ГКЗ РУз от

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

утверждения этих запасов воздержалось, в связи с недостаточностью геологической, промыслово-геофизической информации и материалов опытно-промышленной эксплуатации.

Учитывая возрастающую потребность Узбекистана в углеводородах, в 2005 г. было принято решение о возобновлении добычи газа на месторождении Самантепе - участке расположенном на территории РУз.

Из-за технической непригодности скважины 36 для возобновления добычи газа и дальнейшей разработки месторождения, приказом НКХ «Узбекнефтегаз» от 15.07.2005 г., № 56-6 было решено бурить новые эксплуатационные скважины и выполнить оценку запасов углеводородов на части месторождения Самантепе, находящейся на территории РУз.

В этой связи в 2005, 2006 годах в приграничной зоне на территории РУз были пробурены 4 эксплуатационные скважины. Результаты бурения, испытания этих скважин, в совокупности с данными ГРП, явились основанием для подсчета запасов газа, конденсата, серы и сопутствующих компонентов Узбекской части Самантепинского месторождения, который был выполнен в 2006 г. ОМП(ПЗ) ОАО «Узбекгеофизика». ГКЗ Республики Узбекистан утвердила (протокол № 282 от 28.12.2006 г.) остаточные запасы (за вычетом добычи до 1993 г.) по промышленной категории С₁ в следующих количествах:

Таблица 1.1.

Газ сухой, млн.м ³	Конденсат, тыс.т		Сера, тыс.т	Этан, тыс.т	Пропан, тыс.т	Бутаны, тыс.т
	геологические	извлекаемые				
39036	549	488	1596	768	269	189

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Участок месторождения Самантепе на территории РУз был введен в ОПЭ в 2006 г. с подачей добываемого газа на УКПГ Уртабулак, для промышленной подготовки, и далее на Мубарекский ГПЗ (МГПЗ) - для очистки от кислых компонентов перед подачей в систему магистральных газопроводов.

Со времени ввода и по настоящее время разработка месторождения осуществляется в соответствии с проектом ОПЭ, выполненном ОАО «УзЛИТИнефтьгаз» в 2005 г.

За истекшие более чем два с половиной года разработки задачи ОПЭ, поставленные в проектом документе, практически выполнены.

Задачей настоящей работы является - базируясь на результатах ГРР и ОПЭ выполнить проект промышленной разработки месторождения Самантепе на территории РУз.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

2.2.Геолого-геофизическая характеристика месторождения

В геологическом строении месторождения Самантепе принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения .

Палеозойская группа (Pz). Палеозойские отложения на Самантепинском месторождении не вскрыты ни одной разведочной скважиной. По аналогии с близлежащими площадями Наразым, Сакар, Фараб можно предположить, что отложения палеозойского возраста представлены мраморированными известняками, кварцитами и гранитами. Залегающие на них пермотриасовые отложения, толщина которых на соседнем месторождении Фараб составляет 160-245 м, представлена толщей конгломератов, практически лишены коллекторов.

Глубина залегания палеозойских отложений по данным КМПВ 3500-4000 м.

Мезозойская группа (Mz). Отложения мезозоя залегают со стратиграфическим несогласием на пермотриасовых осадках и представлены юрскими и меловыми осадочными образованиями.

Юрская система (J). Отложения юры на Самантепинском месторождении вскрыты всеми разведочными скважинами и по литологическому составу и условиям образования снизу-вверх подразделяются на три толщи: терригенную, карбонатную и соляно-ангидритовую.

Терригенная юра (J₁₊₂). Нижнесреднеюрские отложения юры на Самантепинском месторождении вскрыты в 2-х скважинах (скв. 10 и 20), причем вскрыта, только верхняя часть (мощностью 52 м и 292 м соответственно).

На площадях, где терригенная юра вскрыта на полную мощность, четко наблюдается двухчленное строение толщи: нижняя часть сложена

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

преимущественно континентальными отложениями, верхняя - преимущественно лагунно-морскими образованиями.

Континентальная толща терригенной юры сложена в основном, аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов и песчаников.

Предполагаемая мощность терригенной толщи - 1000- 1250 м.

Средний келловей-оксфорд (J₃). По характеру разреза площадь Самантепе расположена в предрифовых фациях. На отложениях терригенной юры согласно залегает мощная карбонатная толща, в разрезе которой по литолого- петрофизической и промыслово-геофизической характеристике четко выделяются (снизу-вверх): XVI, XV_a, XV₃, XV₂, XV₁ горизонты, представленные массивными пластовыми известняками и сульфатно-карбонатной толщей.

Указанные горизонты выделены по стратиграфическому принципу.

На полную мощность эти отложения вскрыты в скважинах 10, 20, в том числе на территории Республики Узбекистан в скважине 20, где их мощность составила 426 м. В остальных скважинах эти отложения вскрыты не на полную мощность, а только на 50-100 м ниже ГВК.

XVI горизонт - сложен преимущественно глубоководными известняками, плотными, крепкими, глинистыми, массивными, с различным содержанием детрита, нижняя часть XVI горизонта более глинистая.

Проницаемые породы с межзерновой пористостью в разрезе горизонта практически отсутствуют.

XV_a горизонт - состоит из водорослевых, комковатых и фонитовых известняков, накапливающихся преимущественно в мелководных условиях открытого морского шельфа.

Отложения этого горизонта распространены повсеместно, но мощность его изменяется от 25 м до 40 м в зависимости от фонитовых и структурных (водорослевых, комковатых) известняков. Последние

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

представляют собой небольшие органогенные постройки, образованные водорослями- рифостроителями.

XV₃ горизонт - представлен относительно глубоководными, преимущественно афонитовыми, плотными, в различной степени глинистыми известняками. Верхняя часть этого горизонта характеризуется повышенной гамма-активностью и надежно коррелируется по всем скважинам.

XV₂ горизонт (массивные известняки) - представлен известняками органогенно-обломочными, водорослевыми, комковато-водорослевыми доломитами - светло-серого цвета, пористыми, местами кавернозными с включениями прозрачного белого минерала средней крепости и плотности. Мощность XV₂ горизонта колеблется в пределах 75-87 м.

XV₁ горизонт - по условиям образования и строению подразделяется на две пачки: нижнюю (пластовые известняки) характеризующуюся сложным строением, обусловленную частым чередованием плотных и пористых известняков. В литологическом составе здесь преобладают известняки водорослевые и комковато-водорослевые и, в меньшем объеме, присутствуют афонитовые. Известняки светло-серые, органогенно-обломочные, трещиноватые с небольшими кавернами, средней крепости и плотности.

Верхнеюрские карбонатные отложения (J₃). Массивные и пластовые известняки вместе с ангидритовой пачкой образуют единый природный резервуар, к которому приурочена массивная газоконденсатная залежь с общим газоводяным контактом.

Кимеридж-титон (J_{к+т}). Юрский разрез заканчивается отложениями кимеридж-титона, представленными мощной соляно-ангидритовой толщей, в разрезе которой по литологическим признакам четко выделяется пять пачек.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

В верхней части СКП залегает пласт ангидритов, получивший в практике геолого-разведочных работ название "нижних" ангидритов, представленных в основном от темно- до светло-серых ангидритов, крепких трещиноватых.

Мощность, "нижних" солей меняется в пределах 78-121м.

Меловая система (К). Отложения мела на Самантепинском месторождении вскрыты всеми разведочными скважинами и представлены обоими отделами нижним и верхним, сложенных преимущественно терригенными отложениями.

Нижнемеловой отдел (К₁). Отложения нижнего мела представлены континентальными лагунами и морскими осадками, которые без видимого несогласия залегают на подстилающих накоплениях кимеридж'-титона.

Неокомский надъярус (К₁). Отложения неокома имеют четко выраженное четырехчленное строение.

Нижняя пачка, сложенная красновато-коричневыми известково-алевролитистыми глинами с редкими маломощными пропластками алевролитов и реже песчаников. Мощность этой пачки 35-40 м.

Выше залегает пачка песчаников и алевролитов (XIV горизонт) коричневых и темно-коричневых, мелкозернистых, крепких, слабослюдистых. Среди песчаников и алевролитов встречаются пропластки коричневых крепких, слюдистых глин и включения единичных гнезд ангидритов. Мощность XIV горизонта составляет 60-70 м.

Аптский ярус (К₁). Отложения аптского яруса включают в себя большую часть XII горизонта за исключением верхней пачки песчаников мощностью порядка 20 м.

Альбский ярус (К₁). Отложения альбского яруса по промыслово-геофизической характеристике подразделяется на четыре пачки. Нижняя пачка сложена почти исключительно глинами, В основании пачки

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

выделяется пласт песчаников, который, как указывалось выше, относится к XII горизонту. Глины голубовато-серые с тонкими прослоями алевролитов. Мощность альба составляет 320-330 м.

Верхнемеловой отдел (K₂)

Сеноманский ярус. В отложениях сеномана выделяются два горизонта X и IX разделенные пачкой глин. В нижней части сеноманского разреза, входящей в состав X горизонта, преобладают песчаники и алевролиты, в виде небольших прослоев присутствуют глины. Выше залегает пачка представленная переслаиванием глин и алевролитов с прослоями песчаников, также входящая в состав X горизонта. В разрезе X горизонта отмечаются прослой известняка-ракушника. Мощность горизонта составляет 160-170 м.

Мощность сеноманских отложений 215-277 м.

Туронский ярус (K₂). В нижней части туронского яруса залегает пачка песчаных глин мощностью около 30 м, являющаяся верхней частью IX горизонта. Выше залегает мощная толща серых, плотных, жирных на ощупь глин, служащих крышкой IX горизонта.

Мощность туронских отложений составляет 264-316 м.

Сенонский надъярус (K₂). Отложения сенона на Самантепинском месторождении четко подразделяются на 3 пачки.

Нижняя пачка мощностью порядка 50-70 м представлена, в основном, серыми глинами с тонкими прослоями глинистых песчаников и известняков.

Средняя пачка мощностью порядка 150-200 м представлена зеленовато-серыми разномышными песчаниками с прослоями глин.

Мощность сенонских отложений составляет 500-530 м.

Палеоцен (бухарские слои) (P₁). Нижний отдел палеогена представлен известняками серыми, светло-коричневыми, загипсованными, кавернозными. Мощность бухарских слоев составляет 70 м до 87 м.

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Эоцен (P₂). В нижней части выделяется пачка темно-серых, черных, сланцеватых глин, мощностью до 50 м (сузакские слои). Выше залегает толща зеленовато-серых глин среднего эоцена, на которых с размывом залегает неоген-антропогеновые континентальные образования. Сохранившаяся мощность эоценовых отложений изменяется от 10 м до 123 м.

Неогеновая система (N). Отложения неогена представлены глинистыми песчаниками, коричневыми, буровато-серыми. Они с размывом залегают на различных горизонтах палеогена. Мощность неогеновых отложений изменяются от 0 до 248 м.

Четвертичные отложения (Q). Представлены песками светло-коричневыми, серовато-желтыми с включениями мелкой гальки. Мощность до 10м.

Сведения о глубинах залегания и мощностях продуктивных пачек по месторождению в целом, в том числе по скважинам, находящихся на территории Республики Узбекистан, приведены в таблице 2.1.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

2.3. Тектоника

Самантепинское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинальной складке субширотного простирания, расположенной на южном склоне Денгизкульского поднятия Чарджоуской ступени Амударьинской синеклизы. Складка имеет размер 28x19 км при высоте в надсолевых отложениях до 300 м и в подсолевых - не менее 225 м. Дугообразная выпуклая ось складки обращена выпуклостью на юг. На северо-востоке неглубокой мульдой 23-25 м Самантепинская складка отделена от Хаузакской.

Складка очень пологая, углы падения 1,5-2°, лишь на южном крыле в подсолевых отложениях углы падения достигают 3-3,5°. Юго-восточное крыло складки осложнено двумя сбросами западного падения. Возраст сбросов ранне- или донеогеновый. Эти нарушения отделяют Самантепинскую складку от находящейся к юго-востоку от нее Наразымской. Большой из них пересекает всю толщу осадочных пород. Амплитуда его в надсолевых отложениях 220 м в подсолевых - около 300 м. Продуктивные отложения пересекаются первым сбросом в пределах юго-западного замыкания контура газоносности. Амплитуда второго нарушения в меловых отложениях западной периклинали достигает 150 м. С глубиной (в солях) и по простиранию (в пределах южного крыла) этот сброс затухает.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

Таблица 1 - Стратиграфическая разбивка продуктивных отложений месторождения Самантепе

№ №	Ампл итуда,	Ук ор	Глубина залегания, м			Абс. готметки			Мощность, м		
			Кровля	Кровля	Кровля	ровли, м	пласто ВЫХ	массивы	пл аст	массивн	
Скв а жи н	м	м	СКП	пласто ВЫХ	массив НЫХ	СК П	извест няков	извести.	1 С КП	Из ве ст н.	извести.
			XV ₁	извест и. XV ₁	извести XV ₂						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Узбекская часть											
7Ст	197 ,5	5,4	2390	2467	2506	- 2187	-2264	-2303	77	39	вскр.69
8Ст	195 ,8	1,6	2371	2445	2496	- 2174	-2248	-2299	74	51	вскр.79
11 Ст	195 ,8	2,0	2364	2446	2483	- 2166	-2248	-2285	82	37	85
15	205	1,6	2422	2489	2535	-	-2282	-2328	67	46	вскр.48

Выпустник	Хусенов Б.				02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.					
Изм	Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Ст	,6					2215						
16	195	1,3	2395	2493	2533	-	-2296	-2336	98	40	вскр.44	
Ст	,7					2198						
17	199	2,2	2428	2515	2559	-	-2314	-2358	87	44	вскр.17	
Ст	,1					2227						
20	202	0,5	2485	2552	2611	-	-2350	-2409	67	59	67	
Ст	,0					2283						
1X ₃	171	1,0	2298	2343	2397	-	-2171	-2225	45	54	129	
						2126						
3X ₃	191	2,0	2375	2432	2472	-	-2240	-2280	57	40	130	
						2183						
4X ₃	193	5,0	2455	2562	2588	-	2364	-2390	107	26	102*	
						2257						
5X ₃	168	4,0	2337	2412	2457	-	-2244	-2285	75	45	60 *	
						2165						
242	196	-	2351	2401	2475	-	-2205	-2279	50	74	38	
X ₃						2155						
301	195	-	2392	2452	2495	-	-2257	-2317	60	43	17	
X ₃						2197						
302	200	-	2383	2441	2500	-	-2241	-2300	58	59	27	
X ₃						2183						
71	204	1,0	2352	2428	2470	-	-2223	-2265	76	42	вскр.25	
Ст	,1					2147						
72	198	1,0	2340	2403	2447	-	-2204	-2248	63	44	вскр 55	
Ст	,3					2141						
73C	200	1,1	2325	2392	2439	-	-2190	-2237	67	47	84	
Т	,89					2123						

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ				Лист
Руковод	Алимов А.							
Изм	Лист	№ Документ	Дата	Подпись				

74С т	202 ,2	1,1	2333	2399	2449	- 2130	-2196	-2246	67	50	вскр.47
Туркменская часть											
3Ст	200 ,6	1,1	2335	2396	2447	- 2133	-2194	-2245	61	51	84
5 Ст	199 ,1	0,6	2295	2358	2394	- 2095	-2158	-2194	63	36	86
9Ст	199 ,3	1,0	2337	2422	2465	- 2137	-2222	-2265	85	43	85
10 Ст	198 ,5	1,1	2306	2373	2417	- 2106	-2173	-2217	67	44	78
12 Ст	196 ,6	1,9	2324	2403	2453	- 2126	-2205	-2255	79	50	74
14 Ст	198 ,7	2,8	2362	2442	2492	- 2160	-2241	-2290	80	50	81

В 1996-2002 гг. в пределах Узбекской части Самантепинского месторождения отработан ряд сейсмических профилей ОГТ с/п № 03/96-98, 04/98-2002. В результате изучено глубинное строение площади по кровле нижних ангидритов верхней юры. Согласно структурной карте по отражающему горизонту (Т5) - кровле нижних ангидритов (Зуев С.Н., Божан А.В., 2004 г.), Узбекская часть месторождения Самантепе представляет собой переклиналильную часть крупной

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА БУРЕНИЯ

Бурить скважины можно механическим, термическим, электроимпульсным и другими способами (несколько десятков). Однако промышленное применение находят только способы механического бурения – ударное и вращательное. Остальные пока не вышли из стадии экспериментальной разработки. Ударный способ более 50 лет не применяется на нефтегазовых промыслах Узбекистана, следовательно на проектируемой скважине применяем вращательное бурение.

При вращательном бурении разрушение породы происходит в результате одновременного воздействия на долото нагрузки и крутящего момента. Под действием нагрузки долото внедряется в породу, а под влиянием крутящего момента скалывает ее.

Существует две разновидности вращательного бурения – роторный и с забойными двигателями.

При бурении с забойным двигателем долото привинчено к валу, а бурильная колонна – к корпусу двигателя. При работе двигателя вращается его вал с долотом, а бурильная колонна воспринимает реактивный момент вращения корпуса двигателя, который гасится невращающимся ротором (в ротор устанавливают специальную заглушку).

При роторном бурении мощность от двигателей передается через лебедку к ротору - специальному вращательному механизму, установленному над устьем скважины в центре вышки. Ротор вращает бурильную колонну и привинченное к ней долото. Бурильная колонна состоит из ведущей трубы и привинченных к ней с помощью специального переводника бурильных труб.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

3.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Конструкция газовой или газоконденсатной скважины должна выбираться с учетом конкретных особенностей не только данного месторождения, но и каждой отдельной скважины. Она зависит от геологических условий, глубины залегания и пластового давления эксплуатационного объекта, физико-механических и других свойств горных пород и характера осложнений в процессе бурения. Кроме того, конструкция должна разрабатываться с учетом максимально возможной экономии пластовой энергии и получения больших дебитов газа. Эти два требования определяют выбор диаметра эксплуатационной колонны, которая в свою очередь является основным элементом конструкции скважины, так как от ее диаметра зависят диаметры остальных обсадных колонн[1].

Выбор конструкции скважины зависит также от комплекса неуправляемых и управляемых факторов.

- К неуправляемым факторам следует отнести геологические условия месторождения: глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства; пластовые и поровые давления, а также давления гидроразрыва проходимых пород; физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования, передачи на обсадные колонны горного давления и т.д.
- К управляемым факторам можно отнести способ бурения; число продуктивных горизонтов, подлежащих опробованию; способ

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

вскрытия продуктивных горизонтов; материально-техническое обеспечение.

Конструкция скважины считается рациональной, если она обеспечивает минимальную стоимость ее строительства, а также выполнение технических (существующие технические средства и материалы, условия их доставки), технологических (освоенные технологические приемы, организация труда основных и вспомогательных подразделений) и геологических (проявление пластовых флюидов, поглощение буровых и тампонажных растворов, обвалообразование и пластическое течение горных пород) ограничений и требований к надежности и долговечности скважины (обеспечение успешного испытания, освоения и эксплуатации)[8].

Расчет и обоснование конечного, промежуточного и начального диаметров бурения.

Строительство скважины состоит из двух последовательно идущих процессов: бурения скважины и ее крепления. Бурение – это разрушение пород и создание ствола скважины. Цель крепления ствола скважины – во-первых, закрепить ее стенки, сделать их устойчивыми против усилий, создаваемых боковым давлением пород, и, во-вторых, изолировать друг от друга разнородные пласты.

Основным элементом при сооружении скважины является ее технический разрез, т.е. конструкция скважины, которая определяется диаметром, глубиной спуска и числом обсадных колонн, толщиной стенок труб, диаметром самой скважины на разных ее глубинах, высотой подъема цемента за трубами.

Для бурения скважины под кондуктор выбираем долото диаметром 393,7 мм[5].

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Таким образом, предусматривается следующая конструкция скважины Самантепе:

- Шахтное направление длиной 30 метров и диаметром 530 мм, спускается для предохранения устья от размыва буровым раствором и для обвязки устья с желобной системой, забивается электровибратором;
- Кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 1020 метров, цементируется до устья. Предназначен для изоляции и предохранения вод хозяйственно-питьевого назначения, перекрытия неустойчивых отложений и установки противовыбросного оборудования.
- Промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2450 метров, цементируется до устья. Предназначена для перекрытия неустойчивых отложений понта, меотиса; верхнего, среднего и большей части нижнего сармата и установки противовыбросного оборудования.
- Эксплуатационная колонна диаметром 140 мм спускается на глубину 3025 метров, цементируется в интервале 3025-1850 метров. Служит для разобщения вскрытых пластов, опробования и эксплуатации продуктивного горизонта[5].

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1. Выбор породоразрушающего инструмента

Выбор типа породоразрушающего инструмента базируется на информации о физико-механических свойствах пород и литологическом строении разреза пород и, во многом, зависит от конкретных региональных условий.

Долото является рабочим инструментом, разрушающим породу и осуществляющим углубление забоя в процессе бурения скважины.

Эффективность разрушения разнообразных по своим физико-механическим свойствам горных пород может быть достигнута при различном действии на них зубьев долота. Одни породы разрушаются от ударов или в результате дробления, другие – под действием сдвига или резания, третьи – вследствие комбинации этих действий.

Для однородных твердых пород необходимы долота с большим дробящим действием; для мягких однородных пород – долота с большим сдвигающе-скалывающим действием и высокими острыми зубьями, а для твердых пород, перемежающихся мягкими пропластками, следует применять долота не только с дробящим действием, но и сдвигающим.

По назначению буровые долота подразделяются на три вида:

- долота сплошного бурения – для углубления забоя по всей площади;
- колонковые долота – для углубления забоя по кольцу с оставлением в центре невыбуренного столбика (керн) породы, который в последующем извлекается на поверхность;

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

- долота специального назначения, используемые для различных вспомогательных работ: разбуривания цементного камня в колонне, забуривания (зарезки) второго наклонного ствола, исправления кривизны скважины, ловильных работ, расширения отдельных интервалов ствола скважины и т.д.

По характеру разрушения породы все буровые долота классифицируются следующим образом.

- долота режуще-скалывающего действия, разрушающие по роду лопастями, наклоненными в сторону вращения долота. Предназначены они для разбуривания мягких пород.
- долота дробяще-скалывающего действия, разрушающие по роду зубьями или штырями, расположенными на шарошках, которые вращаются вокруг своей оси и вокруг оси долота. При вращении долота наряду с дробящим действием зубья (штыри) шарошек, проскальзывая по забою скважины, скалывают (срезают) породу, за счет чего повышается эффективность разрушения пород. Следует отметить, что выпускаются буровые долота и бурильные головки только дробящего действия. При работе этими долотами породы разрушаются в результате динамического воздействия (ударов) зубьев шарошек по забою скважины. Перечисленные долота и бурильные головки предназначены для разбуривания неабразивных и абразивных средней твердости, твердых, крепких и очень крепких пород.
- долота истирающе-режущего действия, разрушающие породу алмазными зернами или твердосплавными штырями, располагающиеся в торцевой части долота или в кромках лопастей долота. Долота с алмазными зернами и твердосплавными штырями в торцевой части применяются для бурения неабразивных пород средней твердости и

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

твердых; долота лопастные армированные алмазными зернами или твердосплавными штырями — для разбуривания перемежающихся по твердости абразивных и неабразивных пород.

Долота для сплошного бурения и бурильные головки для колонкового бурения предназначены для углубления скважины. Выпускаются они различных типов, что позволяет подбирать нужное долото.

Наибольшее распространение в практике бурения нефтяных и газовых скважин получили шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением.

Три лапы сваривают между собой. На верхнем конце конструкции нарезана замковая присоединительная резьба. Каждая лапа в нижней части завершается цапфой, на которой проточены беговые дорожки под шарики и ролики. На цапфе через систему подшипников устанавливается шарошка с беговыми дорожками. Тело шарошки оснащено фрезерованными стальными зубьями, размещенными по венцам. На торце со стороны присоединительной резьбы выбиваются шифр долота, его порядковый номер, год изготовления.

Шарошечные долота изготавливают как с центральной, так и с боковой системой промывки. На лапах долота с боковой гидромониторной системой промывки выполнены специальные утолщения – приливы с промывочными каналами и гнездами для установки гидромониторных насадок

При центральной промывке забоя лучше очищаются от шлама центр забоя и вершины шарошек, шлам беспрепятственно выносится в наддолотную зону. Однако при высокой скорости углубки забоя трудно подвести к долоту необходимую гидравлическую мощность, требуемую для качественной очистки забоя (перепад давления на долотах с центральной промывкой не превышает 0,5-1,5 МПа). Боковая

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

гидромониторная промывка обеспечивает лучшую очистку наиболее зашламованной периферийной части забоя, позволяет подвести к долоту большую гидравлическую мощность (перепад давления на долотах с гидромониторной промывкой достигает 5-15 МПа). Однако мощные струи бурового раствора, выходящие из гидромониторных насадок экранируют транспортирование шлама через проемы между секциями долота, поэтому часть шлама циркулирует некоторое время в зоне действия шарошек и переизмельчается, а часть – транспортируется в зазорах между стенкой скважины и спинками лап. Поэтому зачастую переходят на ассиметричную систему промывки, заглушая одну или две гидромониторные насадки для повышения пропускной способности основных транспортных каналов долота.

По ГОСТ 20692 «Долота шарошечные» предусматривается выпуск долот диаметром 76-508мм трех разновидностей: одно- двух- и трех-шарошечных. Наибольший объем бурения нефтяных и газовых скважин приходится на трехшарошечные долота диаметрами 190,5; 215,9; 269,9; 295,3 мм.

По материалу вооружения шарошечные долота делятся на два класса:

1 класс – долота с фрезерованным стальным вооружением для бурения малоабразивных пород (М, МС, С, СТ, Т, ТК);

2 класс – долота со вставным твердосплавным вооружением для бурения абразивных пород (МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ, ТКЗ, К, ОК)

Условное обозначение (шифр) долота:

III – 215,9 С-ГНУ 2354,

где III – трехшарошечное ;

215,9 – номинальный диаметр долота, мм;

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

С – тип долота (для бурения пород средней твердости);

Г – боковая гидромониторная промывка;

Н – опора для низкооборотного бурения на одном подшипнике скольжения;

У – опора маслonaполненная с уплотнительной манжетой;

2354 – заводской номер долота.

Типы и область применения шарошечных долот приведены в табл. 2.10.

Таблица 2

Типы и область применения шарошечных долот

Тип долота	Рекомендуемые области применения долот
М	Самые мягкие, нецементированные, пластичные (наносы, мягкие и вязкие глины, сланцы, мягкие известняки)
МЗ	Мягкие, слабосцементированные, абразивные (песчаники, мергели)
МС	Мягкие, неабразивные, с пропластками пород средней твердости (мел с пропластками слабосцементированных песчаников, каменная соль с пропластками ангидритов, глинистые сланцы)
МСЗ	Мягкие, слабосцементированные, абразивные, с пропластками пород средней твердости (песчаноглинистые сланцы, плотные глины с пропластками песчаников)
С	Пластичные и хрупкопластичные неабразивные, средней твердости (плотные глины, глинистые сланцы, известняки средней твердости)
СЗ	Абразивные, средней твердости (песчаники, песчанистые сланцы)

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

СТ	Хрупкопластичные, средней твердости, с пропластками твердых пород (песчаники с пропластками гипса, известняки с пропластками гипса, ангидриты)
Т	Твердые, неабразивные (твердые известняки, доломиты, доломитизированные известняки)
ТЗ	Твердые, абразивные (окварцованные известняки и доломиты)
ТК	Твердые, с пропластками крепких (твердые известняки с пропластками мелкокристаллических известняков и доломитов)
ТКЗ	Абразивные, твердые, с пропластками крепких (окремненные аргиллиты, твердые известняки и доломиты, мелкозернистые сильноцементированные песчаники)
К	Крепкие, абразивные (окремненные мелкокристаллические известняки, доломиты, кварциты)
ОК	Очень крепкие, абразивные (граниты, кварциты, диабазы)

Геологический разрез Северо-Прибрежной площади в основном представлен следующими породами: песчаник, глины, доломиты, алевролиты.

После изучения залегания пород Самантепинской площади выбираем под бурение каждой колонны свой тип долота:

- под кондуктор Ø 324мм III 393,7 М-ГВ
- под промежуточную колонну Ø 245мм III 295,3 RX+C
- под эксплуатационную колонну Ø 140мм III 190,5 МС-ГАУ

4.2.ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин - завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Под разобшением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т.е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отвердения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобшению используется термин «цементирование».

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобшение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; заякоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Следует отметить, что роль и значение цементного камня остаются неизменными на протяжении всего срока использования скважины, поэтому к нему предъявляются требования высокой устойчивости против воздействия отрицательных факторов.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство:

- раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме);
- тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь тампонажный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементированием. Если обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многоцикловым). Простейший и наиболее распространенный способ - цементирование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампонажного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

тампонажный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

Расчеты при цементировании скважины – важная часть проектирования заключительного этапа строительства скважины. Применительно к конкретным местным условиям проводится метод сплошного одноступенчатого цементирования обсадной колонны. Расчет этого цементирования включает:

- определение объема цементного раствора;
- установление количества сухого цемента (или смеси цемента с наполнителями), выбор типа цемента;
- определение необходимого количества воды и реагентов для затворения, определение объема продавочной жидкости;
- установление допустимого времени цементирования скважины;
- определение числа агрегатов и цементно-смесительных машин;
- определение возможного максимального давления в конце процесса цементирования.

Объем скважины соответствует объему цементного раствора[5]:

$$V_{ц.р.} = \frac{\pi}{4} (kD^2 - d^2)H \quad (2)$$

где k – коэффициент кавернозности;

H – высота подъема цементного раствора;

D – диаметр скважины;

d – диаметр обсадной колонны.

Коэффициент кавернозности составляет 1,10 – 1,12.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

Кондуктор Ø 324мм: $V_{цр1} = (3,14/4)(1,1 \cdot 0,394^2 - 0,324^2)1020 = 52,6м^3$

Пром. колонна Ø 245мм: $V_{цр2} = (3,14/4)(1,1 \cdot 0,2903^2 - 0,245^2)2450 = 63м^3$

Экс. колонна Ø 140мм: $V_{цр3} = (3,14/4)(1,1 \cdot 0,1905^2 - 0,140^2)1175 = 23,5м^3$

Для приготовления 1м² цементного раствора требуется цемента[5]:

$$q = \rho_{црв} / (\rho_{в} + m_{рц})$$

где $\rho_{ц}$ – плотность цемента;

$\rho_{в}$ – плотность воды;

m – водоцементное отношение.

Кондуктор Ø 324мм: $q_1 = 2900 \cdot 1000 / (1000 + 0,5 \cdot 2900) = 1184кг$

Пром. колонна Ø 245мм: $q_2 = 3015 \cdot 1000 / (1000 + 0,48 \cdot 3015) = 1232кг$

Экс. колонна Ø 140мм: $q_3 = 3500 \cdot 1000 / (1000 + 0,34 \cdot 3500) = 1598кг$

отсюда плотность цементного раствора будет[5]:

$$\rho_{ц.р.} = q(1+m)$$

Практически плотность цементного раствора определяется ареометром.

Общее количество цемента[5]:

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

$$G = k_{ц}qV_{ц.р.}$$

где $k_{ц} = 1,03-1,05$ – коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочны работах.

Кондуктор Ø 324мм: $G_1 = 1,04 \cdot 1184 \cdot 52,6 = 64,8\text{т}$

Пром. колонна Ø 245мм: $G_2 = 1,04 \cdot 1232 \cdot 63 = 80,7\text{т}$

Экс.колонна Ø 140мм: $G_3 = 1,04 \cdot 1596 \cdot 23,5 = 39\text{т}$

Число цементно-смесительных машин принимается с учетом расчетного объема цемента при условии, что на каждую из них можно загрузить примерно 20 т материала ($n_1 = 3$, $n_2 = 4$, $n_3 = 2$).

Общий объем воды при этом составляет[5]:

$$V_{в} = G_{ц}/(k_{ц}k_{в}r_{в})$$

где $k_{в} = 1,01-1,05$ – коэффициент, учитывающий потери воды.

Объем продавочной жидкости для транспортирования цементного раствора в затрубное пространство можно определить по формуле[5]:

$$V = \Delta \frac{\pi d^2}{4}(L - h)$$

где $\Delta = 1,03-1,05$ – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости.

Кондуктор Ø 324мм: $V_1 = 1,04 \cdot 0,785 \cdot 0,324^2(1020 - 10) = 86,6\text{м}^3$

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

Пром. колонна Ø 245мм: $V_2 = 1,04 \cdot 0,785 \cdot 0,245^2 (2450 - 10) = 119,6 \text{ м}^3$

Экс. колонна Ø 140мм: $V_3 = 1,04 \cdot 0,785 \cdot 0,14^2 (3025 - 10) = 48,2 \text{ м}^3$

Величина максимального давления в конце продавки вычисляется по формуле[5]:

$$p = p_1 + p_2$$

где p_1 – давление, обусловленное разностью удельных весов в трубах и затрубном пространстве;

p_2 – гидравлические потери давления.

Давление, обусловленное разностью весов в трубах и затрубном пространстве, находим по формуле[5]:

$$p_1 = \frac{1}{10} [(H - h)(\rho_{ц.р.} - \rho_{ж})]$$

Гидравлические потери давления точно рассчитать пока невозможно. Для приблизительных расчетов используем ориентировочные формулы Р.И.Шищенко:

а) для скважин глубиной до 1000м – $p_2 = 0,001L + 0,8$, МПа;

б) для скважин глубиной более 1000м – $p_2 = 0,001L + 1,6$, МПа.

Время цементирования колонны[5]:

$$T_{цем} = t_{ц} + t_{пц} + 10$$

где $t_{ц}$ – время закачки цементного раствора;

$t_{пц}$ – время продавки цементного раствора;

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

10 – время, необходимое для выполнения операции по закладыванию в заливочную головку пробки.

Время закачки цементного раствора и время продавки цементного раствора находим по формулам[5]:

$$t_{ц} = V_{ц.р}/q_{ср}$$

$$t_{пц} = V_{ж}/q_{ср}$$

где $q_{ср} = 0,020\text{м}^3/\text{с}$ – средняя производительность насосов цементирувочных агрегатов.

Кондуктор Ø 324мм: $t_{ц1} = 52,6/0,02 = 44\text{мин}$

Пром. колонна Ø 245мм: $t_{ц2} = 63/0,02 = 53\text{мин}$

Экс. колонна Ø 140мм: $t_{ц3} = 23,5/0,02 = 20\text{мин}$

Кондуктор Ø 324мм: $t_{пц1} = 86,6/0,02 = 72\text{мин}$

Пром. колонна Ø 245мм: $t_{пц2} = 119,6/0,02 = 100\text{мин}$

Экс. колонна Ø 140мм: $t_{пц3} = 48,2/0,02 = 40\text{мин}$

Потребное количество цементирувочных агрегатов определяем по следующей формуле[5]:

$$n = \frac{60u \cdot 0,75(D^2 - d^2)}{q_{ср}}$$

где $u = 1,5\text{м}/\text{сек}$ – средняя скорость восходящего потока цементного раствора.

Вычисленные значения заносим в таблицы.

Таблица 3

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

Общие сведения о цементировании обсадных колонн.

Наим. колонны	Диаметр, м		Кэф. кав. ер-нознос.	Характеристика секций			Интервал цементирования		Плотн. це м.р ., кг/м ³
	кол он-ны	ск ва - ж ин ы		ин-вал уст., м		кол -во сту пен .	от	до	
				о т	д о				
Кон дук- тор	32 4	39 4	1,1 0	1 0 2	0	1	10 20	0	178 0
Про м. коло нна	24 5	29 5, 3	1,1 0	0	0	1	24 50	0	182 0
Экс. коло нна	14 0	19 0, 5	1,1 2	2 4 5 0 2 5	0	1	30 25	18 50	215 0

Таблица 4

Данные к расчету цементирования колонн

Наим. колонны	Ди ам. ко ло нн	Плотность ,кг/м ³		В/С от но ш.	Мас .там . мат ер.	Объем, м ³		Давлени е, МПа	
		су х .ма т.	ра ст в.			це м .ра с.	бу ф. ж.	в т р у б.	в з а т р.
Кон дук - тор	32 4	290 0	17 80	0,5 0	1,18 4	52, 6	6, 0	6, 8	1 8, 4
Про м.	24 5	301 5	18 20	0,4 8	1,23 2	63, 0	6, 0	4, 3	4

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

КОЛ ОНН а	14 0	350 0	21 50	0,3 4	1,59 8	23, 5	6, 0	6, 5	5, 8
Экс · КОЛ ОНН а									6 8, 5

Таблица 5

Потребное количество материалов и цементирующей техники

Наименование работ или затрат	Единица измерения	Потребное кол-во на колонну		
		кондуктор	пром.кол.	экс.кол.
Цемент	тонн	64,8	80,7	39
Вода	м ³	6,6	6,6	1,1
техническая:	м ³	32,4	38,8	14
для буфера	шт	2	2	1
	шт	3	3	4
для затворения	шт	3	4	5
УНБ 160/40	шт	1	1	1
АН-400	шт	1	1	1
2СМН-20	шт	2	2	1
БМ-700				
СКЦ-2М				
Осреднитель				

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

4.3.ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА БУРЕНИЯ

Способ бурения скважины выбирается с учетом ряда факторов, основными из которых являются геологические условия бурения; глубины и диаметры скважины; назначение скважины; рельеф местности, условия транспортировки грузов, удаленность точки бурения от производственной базы, а также масштабы буровых работ и степень их концентрации. Наиболее сложным и ответственным разделом технологии проводки скважины является режим бурения, который определяется в зависимости от гидрогеологических условий, физико-механических свойств проходимых пород и типа применяемого оборудования и инструмента.

При проектировании технологического процесса проводки скважины для отдельных интервалов бурения устанавливается соответствующий режим.

Под режимом бурения понимается совокупность основных факторов, определяющих скоростные и качественные показатели, оказывающие непосредственное влияние на эффективность разрушения породы. К таким факторам относятся тип долота, осевая нагрузка на долото, скорость вращения ротора, количество и качество подаваемой в скважину промывочной жидкости. Правильное сочетание элементов режима бурения определяется в зависимости от крепости проходимых пород, профиля зубьев и характера их расположения у шарошечных долот, диаметра долота и бурильного инструмента, глубины скважины, а также типа, количества и состояния бурового оборудования.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Под оптимальным или рациональным режимом бурения понимается совокупность параметров, обеспечивающих наилучшие технико-экономические показатели как качественные, так и количественные. К качественным показателям следует относить величину отклонения ствола пробуренной скважины от вертикали, степень глинизации коллектора; к количественным – скорость проходки, величину долбления долота и др.

Существующие в настоящее время режимы бурения для скважины установлены практически; поинтервально для каждого горизонта пород режимы бурения указаны в геологическом наряде.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

5.1. РАСЧЕТ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ

Осевую нагрузку на долото следует устанавливать, изменяя скорость движения, т.е. подачи на забой бурильного инструмента. Нагрузка на долото должна создаваться весом бурильных и утяжеленных труб. Увеличение осевой нагрузки способствует росту скорости проходки, которая может изменяться в зависимости от крепости и других характеристик проходимых пород.

На буровом станке установлен гидравлический индикатор веса (ГИВ-6-2М1), который показывает вес свободно подвешенного инструмента; нагрузка определяется как разность первоначального веса инструмента и веса инструмента, частично поставленного на забой. По диаграмме индикатора веса можно проанализировать время, затраченное на бурение и другие вспомогательные операции.

Осевая нагрузка на долото создается за счет применения утяжеленных бурильных труб. Длина утяжеленных бурильных труб (УБТ) подсчитывается таким образом, чтобы 75% их общего веса создавали нагрузку на долото, а 25% их веса создавали силу, растягивающую колонну бурильных труб. Эта закономерность приемлема при соотношении диаметров бурильных труб и долота 1:2. Осевую нагрузку на долото с учетом показателей механических свойств горных пород и конструктивных данных о площади контакта рабочих элементов долота с забоем определим по формуле[4]:

$$P_d = \alpha p F_k$$

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

где, α - эмпирический коэффициент, учитывающий влияние забойных условий на изменение твердости ($\alpha = 0,3-1,59$);

p - твердость породы, определяемая по методике Л.А.Шрейнера, Па;

F_k - площадь контакта зубьев долота с забоем в мм^2 , определяемая по формуле В.С.Федорова

$$F_k = \frac{D}{2} \cdot \eta \cdot \delta$$

где, D - диаметр долота, мм,

$\eta = 0,95$ - коэффициент перекрытия,

$\delta = 1\text{мм}$ - притупление зубьев долота.

Кондуктор $\varnothing 324\text{мм}$ $F_{k1} = \frac{393,7 \cdot 1 \cdot 0,95}{2} = 187 \text{ мм}^2$

Пром. колонна $\varnothing 245\text{мм}$ $F_{k2} = \frac{295,3 \cdot 1 \cdot 0,95}{2} = 140 \text{ мм}^2$

Экс. колонна $\varnothing 140\text{мм}$ $F_{k3} = \frac{190,5 \cdot 1 \cdot 0,95}{2} = 90 \text{ мм}^2$

Отсюда находим максимальную осевую нагрузку на долото под каждую колонну:

Кондуктор $\varnothing 324\text{мм}$ $R_{D1} = 104,05 \text{ кН}$

Пром. колонна $\varnothing 245\text{мм}$ $R_{D2} = 83,27 \text{ кН}$

Экс. колонна $\varnothing 140\text{мм}$ $R_{D3} = 81,21 \text{ кН}$

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

По существующим нормам максимальная допустимая нагрузка на трехшарошечное долото находится в рекомендуемых пределах.

5.2. РАСЧЕТ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ

Скважины можно бурить при двух режимах:

1. большой скорости вращения ротора и малой осевой нагрузки на долото;
2. небольшой скорости вращения ротора и повышенной осевой нагрузкой.

Скорость вращения ротора и осевая нагрузка на долото прямо пропорциональны механической скорости проходки, однако это положение справедливо только для пород средней твердости. При бурении в твердых породах осевую нагрузку на долото нужно увеличивать, а скорость вращения ротора снижать.

Скорость вращения ротора снижается при увеличении диаметра долота, уменьшении диаметра бурильных труб, увеличении абразивности проходимых пород, при переходе из пласта меньшей твердости в пласт большей твердости, а также при бурении чередующихся пластов небольшой мощности. В связи с тем, что большая скорость вращения ротора вызывает значительные инерционные напряжения, для каждого диаметра бурильного инструмента на основании расчета устанавливается допустимая скорость вращения ротора, которая определяется по формуле[4]:

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

$$n = \frac{3D\pi}{L^2} \sqrt{\frac{\varepsilon Lq}{g}} \quad (1)$$

где D – диаметр бурильных труб, мм;

n – допустимая скорость вращения ротора;

L – длина вращающихся бурильных труб, м;

$\varepsilon = 2,1 \cdot 10 \text{ кг/см}^2$ – модуль упругости;

$g = 9,8 \text{ м/сек}^2$ – ускорение силы тяжести;

q – вес 1 м бурильных труб, кг.

Находим скорость вращения ротора при бурении под каждую колонну (диаметр бурильных труб – 127мм, вес 1м бурильных труб – 31.9кг, длина $L_1 = 1020\text{м}$ $L_2 = 2450\text{м}$ $L_3 = 3025\text{м}$):

Кондуктор $\varnothing 324\text{мм}$

$n_1 = 80\text{об/мин}$ II – скорость вращения

Пром. колонна $\varnothing 245\text{мм}$

$n_2 = 100\text{об/мин}$ III – скорость вращения

Экс. колонна $\varnothing 140\text{мм}$

$n_3 = 90\text{об/мин}$ III – скорость вращения

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

6. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНЫХ И КОМФОРТНЫХ БЫТОВЫХ УСЛОВИЙ

В связи с тем, что на нефтегазодобывающих предприятиях основная часть работы протекает под открытым небом, законодательством предусмотрены помещения для обогрева и отдыха рабочих.

Помещения бывают стационарными и передвижными. Они устанавливаются у каждой буровой установки, установки капитального ремонта скважин и у других производственных объектов.

Расстояние между помещениями и спуско-подъемным сооружением должно превышать высоту этих сооружений на 10 метров.

В помещении имеется бачок с питьевой водой, аптечка с полным набором медикаментов первой помощи, носилки и мебель. Помещение необходимо содержать в чистоте и периодически дезинфицировать, в нем расположены: гардеробные, душевые, помещения для сушки, обеспыливания и обезвреживания рабочей одежды, умывальные, курительные, прачечные.

В *гардеробных* рабочей одежды предусмотрены отдельные кладовые для хранения чистой и грязной одежды. В гардеробных одежда может храниться открытым способом (на вешалках или в открытых шкафах), закрытым (в закрытых шкафах) и смешанным, при котором один вид одежды хранится открытым, а другой – закрытым способом.

Головные уборы, обувь и белье должны храниться в гнездах и ящиках закрытых шкафов.

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Душевые размещаются в помещениях, смежных с гардеробными. Расположение помещений душевых у стен здания не допускается. Число душевых сеток зависит от числа человек на одну душевую сетку, работающих в наиболее многочисленной смене. При душевых имеются помещения для переодевания. Рекомендуется применение шарнирных душевых сеток, позволяющих регулировать направление и распыление водяной струи.

Помещения для сушки, обеспыливания и обезвреживания рабочей одежды оборудованы отопительными и вентиляционными установками, которые рассчитаны на высушивание рабочей одежды в течение времени не более продолжительности рабочей смены.

Помещения для обезвреживания рабочей одежды обособлены. Требования к ним определяются в зависимости от способа обезвреживания, который должен быть согласован с органами Государственного санитарного надзора.

Помещения для обеспыливания рабочей одежды также обособлены и располагаются рядом с гардеробными.

Умывальные размещаются в отдельных помещениях, смежных с гардеробными, или в гардеробных.

Число кранов в умывальных определяется в зависимости от производственного процесса: по числу человек на один кран, работающих в наиболее многочисленной смене.

Курительные следует размещать смежно с туалетами или с помещениями для обогрева работающих.

Прачечные для стирки и обезвреживания спецодежды должны быть механизированные и иметь помещение для ремонта этой одежды.

Гардеробные, душевые и другие санитарно-бытовые помещения и устройства должны периодически дезинфицироваться.

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

6.2.ИНЖЕНЕРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНЫХ И БЕЗВРЕДНЫХ УСЛОВИЙ ТРУДА НА ОБЪЕКТЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Создание и обеспечение безопасных и безвредных условий труда на объекте проектирования являются основными задачами администрации и инженерно-технических работников в охране труда. Для выполнения их необходимо:

- Планировать организационно-технические мероприятия по улучшению условий труда и обеспечивать их выполнение;
- Вводить в эксплуатацию новые и реконструированные объекты только после приемки их комиссией с участием работника службы техники безопасности, представителей профсоюзной организации и органов государственного надзора;
- Обеспечивать строгое выполнение требований правил, норм, стандартов, инструкций по охране труда и пожарной безопасности;
- Осуществлять технологические процессы, организацию труда и рабочих мест в соответствии с требованиями охраны труда, техники безопасности и современных достижений науки и техники;
- Обеспечивать исправное состояние оборудования и инструмента, санитарное состояние рабочих мест, производственных, вспомогательных, санитарно-бытовых помещений;
- Организовать обучение и повышение квалификации инженерно-технических работников по вопросам охраны труда;

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

- Обеспечивать правильное и своевременное расследование, регистрацию и учет несчастных случаев, профессиональных заболеваний, профессиональных отравлений на производстве с разработкой мероприятий по предотвращению аналогичных случаев;
- Обеспечивать оборудование защитными и оградительными приспособлениями, представлять рабочим индивидуальные защитные средства, спецодежду, принимать меры к оснащению производственных объектов приспособлениями и устройствами по технике безопасности;
- Организовать контроль за соблюдением трудового законодательства, а также выполнением предписаний органов государственного надзора и технических инспекторов профсоюза по устранению нарушений правил и норм по охране труда.

Заместитель руководителя предприятия организует своевременное снабжение материалами и оборудованием для проведения мероприятий по оздоровлению условий труда, своевременное составление заявок и обеспечение работников спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты (очками, респираторами, диэлектрическими перчатками и т.д.) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, а также молоком, мазями, пастами, моющими средствами и мылом; обеспечивает надлежащее состояние санитарно-бытовых помещений.

Соответствующие специалисты цехов отвечают за исправное состояние и безопасную эксплуатацию вверенного им оборудования и технологических установок.

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

Большое место в организации производства принадлежит инженерно-технологическим службам. Они несут ответственность за правильное ведение технологических процессов в соответствии с требованиями охраны труда и производственной санитарии, обеспечивают выполнение в установленные сроки предписаний и требований органов государственного надзора, технических инспекторов профсоюза, работников службы техники безопасности; осуществляют систематический контроль за своевременным и качественным проведением мастерами инструктажа по технике безопасности на рабочем месте.

В вопросах обеспечения на производстве безопасных условий труда особая роль принадлежит непосредственным руководителям работ (мастер, старший мастер, производитель работ, начальник смены, начальник установки и др.). От них зависит соответствующая организация работы, надлежащее обучение рабочих безопасным методам труда, соблюдение требований правил и инструкций по технике безопасности и производственной санитарии, установленных режимов труда и отдыха, трудовой и производственной дисциплины.

На предприятии для организации работы по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии предусмотрена служба техники безопасности.

Основными задачами службы техники безопасности являются организация работы по созданию безопасных и безвредных условий труда, осуществление контроля за работой производственных подразделений по улучшению условий труда, разработка и осуществление, с учетом современных достижений науки и техники, организационно-технических санитарно-гигиенических мероприятий по

Выпускник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм Лист	№ Документ	Дата	Подпись		

предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний и отравлений.

Служба техники безопасности осуществляет свою деятельность под непосредственным руководством главного инженера, в методическом отношении подчиняется службе охраны труда и техники безопасности вышестоящей организации.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

ВЫВОД

В данной работе запроектировано бурение и крепление эксплуатационной скважины на нефтегазоконденсат глубиной 3025 м на Самантепинском месторождении.

В общей части даны географическое положение, обзор ранее проведенных геолого-геофизических исследований и геологическая характеристика района работ. Описаны: стратиграфия, тектоника и нефтегазоносность данного района.

Проходка проектной скважины будет осуществляться буровой установкой БУ3200/200ЭУК-2М в четыре интервала бурения: под направление диаметром 530 мм, под кондуктор диаметром 324 мм, под тех колонну диаметром 245 мм и под эксплуатационную колонну диаметром 140 мм, с применением полимерно-глинистого раствора. Контроль процесса бурения обеспечит станция ГТИ. Цементирование скважины будет осуществляться с применением 4 цементосмесительных машин 2СМН-20, 5 цементировочных агрегатов и осреднительной емкости. Контроль процесса обеспечит станция контроля цементирования СКЦ-2М.

В работе предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, Рассмотрены мероприятия по предупреждению аварий и осложнений, охране недр и окружающей среды.

Выпустник	Хусенов Б.			02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.				
Изм	Лист	№ Документ	Дата		Подпись

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по выбору конструкции нефтяных и газовых скважин. – М.: Миннефтепром, 1973 г.
2. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. «Спутник нефтяника и газовика». М., Недра, 1986.
3. Иночкин П.Т., Прокшиц В.А. «Справочник бурового мастера». М., Гостоптехиздат, 1958
4. Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин». М., Недра, 1973.
5. Булатов А.И. «Технология цементирования нефтяных и газовых скважин». М., Недра, 1983.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М.: Госгортехнадзор России, 1998 г.
7. Сулейманов М.М., Газарян Г.С., Манвелян Э.Г., Тимошук А.Б. «Охрана труда в нефтяной промышленности». М., Недра, 1980.
8. «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85». М., Недра, 1987.
9. Хоботько В.И., Эстрин Р.Я., Сулейманов М.М. «Противопожарная безопасность и защита на предприятиях нефтяной промышленности». М., Недра, 1982.
10. В.И. Мищевич, Н.А. Сидоров «Справочник инженера по бурению», М, «Недра», 1973г.

Выпускник	Хусенов Б.				02.05.ФМ.ВОБР.00.00.000.ПЗ	Лист
Руковод	Алимов А.					
Изм	Лист	№ Документ	Дата	Подпись		