Министерство высшего образования

Московский Государственный университет

**на тему**: **Проект строительства наклонно - направленной нефтяной добывающей скважины глубиной 2560 м на ТАГРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Москва 2008

# **Введение**

Развитие народного хозяйства во многом зависит от состояния и темпов роста всей промышленности страны. Топливно-энергетическая отрасль является основной базой тяжелой индустрии. Наиболее крупные поставщики для народного хозяйства – нефтяная и газовая промышленность.

В настоящее время нефть и газ, а также продукты их переработки стоят в одном ряду с другими важнейшими средствами производства, оказывают активное влияние на ускорение научно-технического прогресса в стране. Продукция нефтяной и газовой промышленности используется практически во всех отраслях. Все большее значение имеет нефтяная промышленность в улучшении экономики в стране.

Особо важное производственное звено в нефтяной и газовой промышленности является бурение, которым завершается комплекс геолого-поисковых и разведочных работ, устанавливается наличие нефтеносности, определяются необходимые параметры залежи, для подсчета запасов и проектирования схемы разработки.

1. **Геологическая часть**

Орография.

Сведения о районе буровых работ приведены в таблице 1.

### Таблица 1

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название. Величина) |
| Площадь (месторождение) | Тагринское |
| Блок (номер и/или название) | 5а |
| Административное расположение |  |
| Республика | Российская Федерация |
| Область (край) | Тюменская  |
| район | Нижневартовский |
| Год ввода площади в бурение |  |
| Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию | 1980 |
| Температура воздуха, С2 Среднегодовая Наибольшая летняя Наименьшая зимняя | -3,3+30-50 |
| Среднегодовое количество осадков. Мм |  |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 2,4 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сут | 264 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сут | 201 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | Зимой ЮЗ-З Летом С –СВ |
| Наибольшая скорость ветра, м/с | 21 |
| Интервал залегания многомерзлой породы, м кровля подошва | 120350 |

Сведения о площадке строительства буровой.

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название. Величина) |
| Рельеф местности | Равнинный, слабовсхолмленный |
| Состояние местности | Заболоченная с озерами |
| Толщина, м снежного покрова пoчвенного слоя | 0,80-1,50,40 |
| Растительный покров | Смешанный лес |
| Категория грунта | Торфяно- болотные, суглинки, пески, супеси  |

Таблица 3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назначение участка | Размер | Источник нормы отвода земель |
| Кустовая площадка, м2 | 12730 | /2/ |
| Подъездной путь, м2 ширина,м длина, м | 800010800 |  |
| Трасса перетаскивания ширина,м длина, м | 500016 |  |
| Трасса под ЛЭП, м ширина,м длина охранной зоны, м | 200020 | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности /3/ |

Таблица 4 - Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи, местных стройматериалов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовыхнужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.д. | Источник заданного вида снабжения | Расстояние от источника до буровой, к | Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов |
| Водоснабжение-для бурения;-питьевая вода-для бытовых нужд | АртскважинаПривозная(бойлер) | 0,06105,00 | Диаметр 50 мм, длина 60 м, проектный горизонт Куртамышская свита |
| Энергоснабжение | Энергосистема | 2,00 | Заявленая мощность – 1396,8 кВт |
| Связь | Радиостанция типа «Маяк», «ЛЕН» или РТ-23/10,НСМ,301-60 |  | Мощность до 6000Вт |
| Местные стройматериаы-лесоматериалы | БПТО и К | 105,0 | Длина ствола до 18 м, диаметр ствола до 300 мм |
| -карьерные материалы | Карьер, штабель, гидронамыв | 105,0 | Мелкозернистыйпыловый грунт плотностью 1600-1700 кг/м3 |

Стратиграфия

Данные о стратиграфическом залегании и литологическом описании работ приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Литологическая характеристика разрезав скважины

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Горная порода | Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.) |
| от (верх) | от (низ) | Краткое название | % в интервале |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Q | 0 | 125 | Пески, глины | - | Глины серые, пески желтовато-серые, м/з |
| Р 2\3 | 125 | 140 | Глины, пески | - | Глины серые с пропластками бурых углей, пески серые с/з и м/з |
| Р 2\3 | 140 | 240 | Глины, пески, алевролиты | - | Глины зеленовато-серые с прослоями песка и алевролита |
| Р 1\3 | 240 | 350 | Глины, опоки | - | Глины диатомовые, алевристые с прослоями опок |
| Р 1\3- Р 3/2 | 350 | 390 | Глины | - | Глины серые песчанистые |
| Р 2\2 | 390 | 560 | Глины | - | Глины алевролитистые, опоковидные |
| Р 1 | 560 | 655 | Глины | - | Глины асерые ч прослоями алевролитов и глинистые известняков |
| К2 | 655 | 790 | Глины | - | Глины серые, известковистые с линзами песков |
| К2 | 790 | 900 | Глины, опоки | - | Глины зеленовато-серые с прослоями опок |
| К2 | 900 | 935 | Глины | - | Глины зеленовато-серые |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| К1- К2 | 935 | 1825 | Глины, песчаники, алевролиты, пески | - | Чередование песков, глин, песчаников, алевролитов, глинистых известняков |
| К1 | 1825 | 1925 | Аргилиты, алевролиты, песчаники | - | Алевролиты серые, плотные, песчаники м/з, рыхлые, алевролиты серые, слюдистые |
| К1 | 1925 | 2560 | Песчаники, алевролиты, аргилиты | - | Аргилиты серые, слюдистые, песчаники темно-серые, м\з. Алевролиты светло-серые и серые, алевролиты серые крепкие, м/з |

Примечание: ММП встречается в виде сегментов, разобщена сквозными таликами в долине рек и под крупными озерами, мерзлый грунт слагает в основном безлесные пространства.

Таблица 6

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Глубина залегания, м | Стратиграфическое подразделение | Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град | Коэффициент каверзности в интервале |
| от (верх) | от (вниз) | название | индекс | Угол | азимут |
| 0 | 125 | Четвертичные отложения | Q | - | - | 1,30 |
| 125 | 140 | Журовская свита | Р 2/3 | - | - | 1,30 |
| 140 | 240 | Новомихайловская свита | Р 2/3 |  | - | 1,30 |
| 240 | 350 | Алтымская свита | Р 1\3 | - | - | 1,30 |
| 350 | 390 | Неганская свита | Р1/3-Р3\2 | - | - | 1,30 |
| 390 | 560 | Люлинворская свита | Р 2/2 | - | - | 1,30 |
| 560 | 655 | Талицкая свита | Р1 | - | - | 1,25 |
| 655 | 790 | Ганькинская свита | К1 | - | - | 1,25 |
| 790 | 900 | Березовская свита | К2 | - | - | 1,25 |
| 900 | 935 | Кузнецовская свита | К2 | - | - | 1,25 |
| 935 | 1825 | Покурская свита | К2-К1 | 0030! | - | 1,25 |
| 1825 | 1925 | Алымская свита | К-1 | 0030! | - | 1,25 |
| 1925 | 2560 | Вартовская свита | К1 | 0030! | - | 1,25 |

**1.2 Тектоника**

Западно-Сибирская плита, в северо-восточной части которой расположено Тагринское строение и состоит из осадочного чехла представленного нижемелововыми отложениями грамне суточного структурного этапа рермонтриасового возраста и складочного фундамента плиты.

Нижневартовский район приурочен к крупному поднятию первого порядка и структуре второго порядка Вартовского куполовидного поднятия, и представляет собой платформенную антиклинарную структуру простирающуюся с юго-запада на северо-восток на 350 километров. Характерной особенностью локальных поднятий является прослеживание по всей таблице осадочного чехла с совпадением структурных планов по различным горизонтам.

Таблица 7 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Краткое название горной породы | Плотность кг/м3 | Пористость % | Проница -емость мд |
| от (верх) | от (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| К1 (БВ1-5) | 1740 | 1815 | Песчаник, алевролит | 2100 | 21 | 23,9 |
| К1 (БВ8) | 2523 | 2540 | Песчаник, алевролит | 2100 | 28 | 86,1 |
| Гнилистность % | Карбонатность % | Твердость МПа | Абразивность | Коэффициент пластичности | Категория породы по промысловой классификации |
| 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 6-16 | 3-7 | 0,14-2,30 | Ш-VIII | 1,10-4,50 | С |
| 6-16 | 3-7 | 0,14-2,30 | Ш-VIII | 1,10-4,50 | С |

Таблица 8 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал залегания многолетне-мерзлых пород, м | Тип многолетнемерзлых пород: основная реликтовая | Льдистость пород, 5 | Наличие: да, нет |
| от (верх) | от (низ) | Избыточной льдистости в породе в виде линз пропластов, прослоев и т.д. | таликов | Межмерзлотных напорных (зещемленных вод) | Проплас-тов газо -гидратов |
| Р2\3 | 120 | 350 | реликтовая | 0,15-0,25 | нет | нет | нет | нет |

**1.3 Водоносность разреза**

Нефтегазоводоностность представлена в таблице 9,10.

Таблица 9 - Нефтеносность

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Тип коллектора | Плотность, кг/м3 | Подвижность,Δна сП | Содержание серы, % по весу | Содержание спарафина, % по весу | свободный девит, м3/сут | Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град | Рекомендуемые МПа |
| от(верх) | до(низ) | репрессия при вскрытии | депрессия при испытании |
| К1(БВ1-5) | 1740 | 1815 | Поровый | 860 | 0,18 | 0,7 | 0,8 | 180 | 30-35 | 2,2 | 8,0 |
| К1(БВ8) | 2523 | 2540 | Поровый | 880 | 0,35 | 1,0 | 0,8 | 100 | 30-35 | 2,2 | 8,5 |

Таблица 10 - Водоносность

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Тип коллектора | Плотность, кг/м3 | Свободный дебет, м3/сут | Химический состав воды в мг – эквивалентной форме | Степень минерализации, мг/л |
| от(верх) | до(низ) | анионы | катионы |
| CL- |  | HCO3- | Na+ | Mg++ | Ca++ |
| К2-К1 | 935 | 1625 | Поровый  | 1000 | 700-3500 перелив | 92 |  | 8 | 88 | 3 | 9 | 0,014-0,017 |
| К1(БВ1-5) | 1740 | 1815 | Поровый | 1000 | до 100 | 92 |  | 1 | 85 | 1 | 14 | 0,022-0,024 |
| К1(БВ8) | 2523 | 2540 | Поровый | 1000 | до 100 | 99 |  | 1 | 83 | 1 | 16 | 0,025 |

Газоносность отсутствует

### Таблица 11 - Данные о давлении и температуры горных пород по разрезу скважины

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Градиент давления | Температура в конце интервала |
| от (верх) | до(низ) | пластового | гидроразрыв пород | горное давление |  |
| МПа/м | МПа/м | МПа/м | С0 |
| от (верх) | до (низ) | от (верх) | до (низ) | от(верх) | до(низ) |
| Q-Р2/3 | 0 | 400 | Рпл | Ргид | 0 | 8,0 | 0 | 8,8 | 9,0 |
| Р3/2 –К2 | 400 | 935 | 4.0 | 9.4 | 8.0 | 18.7 | 8.8 | 20.6 | 25.1 |
| К2-К1 | 935 | 1925 | 9,4 | 19,6 | 18,7 | 26,6 | 20,6 | 38,3 | 49,2 |
| К1 | 1925 | 2560 | 19,6 | 26,0 | 26,6 | 30,4 | 38,3 | 39,8 | 51,3 |

* РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах

**1.4 Осложнения в процессе бурения**

Возможные осложнения в процессе бурения приведены в таблице 9,10,11,12.

Таблица 12

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Максимальная интенсивность поглощения, м3,4 | Условия возникновения |
| от (верх) | от (низ) |
| Q | 0 | 400 | 5 | Отклонение параметров бурового раствора от проектных |

Таблица 13 - Осыпи и обвалы стенок скважины

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Время до начала осложнения, сут | Мероприятия по ликвидации последствий осложнения |
| от (верх) | от (низ) |
| Q-Р3/2 | 0 | 400 | 3 | Проработка |
| Р3/2-К1 | 400 | 1630 | 3 | Проработка промывка |

Таблица 14 - Нефтегазоводопроявления

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Вид проявляемого флюида | Плотность смеси при проявлении | Условия возникновения |
| от (верх) | от (низ) |
| К1 (БВ1) | 1650 | 1680 | нефть | Плотность смеси равна плотности нефти | Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину при подъеме инструмента, снижение Р ниже гидростатического, низкое качество бурового раствора  |
| К1 (БВ2-3) | 1700 | 1730 | нефть |
| К1 (БВ2-3) | 1700 | 1730 | нефть |
| К1 (БВ8) | 2523 | 2540 | нефть |

Таблица 15 - Прихватоопасные зоны

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | Условия возникновения |
| от (верх) | от (низ) |
| Q-Р 3/2 | 0 | 400 | Несоблюдение режима бурения, плохая очистка забоя от шлама, желобообразования |

**1.5 Обоснование точки заложения скважины**

С целью эксплуатации пласта БВ8, мощность которого равна 17 метров:

Глубина проектируемой скважины (Lскв) по вертикали составит:



где: - глубина залегания кровли продуктивного пласта,

 - мощность продуктивного пласта, м;

- глубина зумфа, м.



**2. Технологическая часть**

**2.1 Обоснование, выбор и расчет типа профиля**

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения кустовых скважин, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез месторождений, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильной колонны, способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин.

До проектной скважины проектируется четырехинтервальный тип профиля включающий участки вертикальный набора зенитного угла при бурении под кондуктор, стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали более 300м, на месторождениях, где по геолого-техническим условиям ниже интервала установки насосного оборудования затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами для стабилизации параметров кривизны и на новых месторождениях. (рис.)

Данные для расчета профиля наклонной скважины представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Исходные данные для расчета профиля

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметров | Величина |
| Глубина по вертикали, м:-начало интервала увеличения зенитного угла;-окончание интервала стабилизации зенитного угла;-кровли пласта;-скважины | 175,01400,02523,02560,0 |
| Радиус искривления интервала увеличения зенитного угла, м | 380,0 |
| отклонение забоя по вертикали, м | 420,0 |
| Максимально допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервалах:-увеличение зенитного угла, град\10м;-работы погружных насосов, град\100м | 1,53,0 |

Примечание: 1) h1=175 м (рыхлые породы)

2) H3+ h +1 = 1400 м (глубина установки насосов)

3) 1,5 град\10 м и 8,0 град\100 м \6\.

Расчетная схема профиля.

Определяется максимальный зенитный угол ()при условии полной стабилизации по формуле:

 (2.7)

где: R – радиус искривления участка увеличения зенитного угла,м;

А – величина отклонения забоя от вертикали.м;

Н – проекция второго и третьего участков ствола по вертикали, м.

Длина участка уменьшения зенитного угла ориентировочно равна;

 (2.8)

где: l4 – длина участка уменьшения зенитного угла, м.





Определяется конечный угол () при начальном угле =160 и длине участка l4=426 М: =150 .

Рассчитывается максимальный зенитный угол при условии его снижения на четвертом участке:

 (2..9)



Все элементы профиля определяются по формулам, приведенным в таблице 17.

Таблица 17 - Определение элементов четырехинтервального типа профиля

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Участки профиля | Длина ствола, м | Горизонтальная проекция, м | вертикальная проекция. м |
| Вертикальный  | l1=hв | а1=0 | h1=hв |
| Увеличение зенитного угла | l1=0,01745Rαт | а2=R(1-cosαт) | h1=Rsinαт |
| Стабилизация зенитного угла |  | а3=h3tgαm | h3=H-h1-h2-h4 |
| Уменьшение зенитного угла |  |  | h4 |
| Суммарная длина | L=l1+l2+l3+l4 | A=a2+a3+a4 | H=h1+h2+h3+h4 |

Результаты расчетов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Профиль ствола скважины

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал по вертикали | Длина интервала по вертикали,м | Зенитный угол | Горизонтальное отклонение, м | Длина по стволу, м |
| от(верх) | от(низ) | В начале интервала | в конце интервала | за интервал | общее | интервала | общая |
| 0 | 175 | 175 | 0 | 0 | 0 | 0 | 175 | 175 |
| 175 | 300 | 125 | 0 | 25 | 38 | 38 | 166 | 341 |
| 300 | 600 | 300 | 25 | 25 | 140 | 178 | 375 | 716 |
| 600 | 1400 | 800 | 25 | 25 | 373 | 551 | 1000 | 1716 |
| 1400 | 2560 | 410 | 25 | 15 | 176 | 426 | 455 | 2725 |

**2.2 Анализ физико-механических свойств горных пород**

Данные по физико-механическим свойствам горных пород.

Таблица 19 - Физико-механические свойства пород

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Горная порода (краткое название) | Классификация горной породы | Категория твердости, Кт | Категория абразивности, Ка | Твердость по штампу Рш, МПа |
| от(верх) | до(низ) |
| 0 | 125 | Пески, глины | МЗ | 1-2 | 22-4 | 75-120 |
| 125 | 140 | Глины. пески | МЗ | 1-2 | 22-4 | 75-120 |
| 140 | 240 | Глины, пески алевролиты | МСЗ | 2-3 | 4-5 | 75-280 |
| 240 | 350 | Глины, опоки | МС | 2-3 | 4-5 | 75-280 |
| 350 | 390 | Глины | МС | 2-3 | 4-5 | 140-280 |
| 390 | 560 | Глины | МС | 2-3 | 4-5 | 140-280 |
| 560 | 655 | Глины | МС | 2-3 | 4-5 | 140-280 |
| 655 | 790 | Глины | МС | 2-3 | 3-4 | 140-280 |
| 790 | 900 | Глины. опоки | МС | 2-3 | 4-5 | 140-280 |
| 900 | 935 | Глины | МС | 2-3 | 4-5 | 140-280 |
| 935 | 1630 | Глины, песчаники, алевролиты, пески | С | 3-4 | 5-6 | 280-560 |
| 1630 | 1925 | Аргиллиты, алевролиты, песчаники | С | 4-5 | 5-6 | 560-1000 |
| 1925 | 2560 | Песчаники, алевролиты, аргиллиты | С | 4-5 | 5-6 | 560-1000 |

Из таблицы 19. следует, что разрез Тагринского месторождения в основном представлен следующими породами:

0-935 м- мягкие с пропластками средних (категория твердости 1-3);

935-2560 м – средние (категория твердости 3-5).

**2.3 Выбор способа бурения**

Для обоснования способа бурения при выбранных шарошечных долотах, необходимо определить время контакта вооружения долота с забоем и частоту вращения долота для обеспечения времени контакта.

 (22)

где: nt – частота вращения долота, об/мин;

(4.8……7.2)103 – коэффициент учитывающий твердость горных пород (7,2- для легких пород, 6,0- для средних пород; 4,8 – для крепких горных пород).

tz – средняя величина шага зубьев долота по венцам Б В и переферийному (П) венцу шарошки, м;

b3 – текущая средняя величина площадки притупления для зубцов шарошки, м;

R- радиус долота (желательно определять от центра долота до середины зубца на венце П и осреднить по количеству шарошек долота), м;

- время контакта вооружения долота с забоем(2- для очень мягких пород; 8- для твердых пород; 15 – для крепких пород), млс.

Данные для расчета по принятым типам долот приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Результаты замеров для принятых долот

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | tz, м | b3, м | R, м | ,млс | ∑li. м |
| от(верх) | до(низ) |
| 0 | 600 | 0,027 | 0,07 | 0,1477 | 3,0 | 0,125 |
| 600 | 1830 | 0,048 | 0,06 | 0,1079 | 4,0 | 0,047 |
| 1830 | 2560 | 0,040 | 0,04 | 0,1079 | 5,0 | 0,108 |

Производится расчет:

Интервал 0- 50м: можно не просчитывать

интервал 0-715 м: 

интервал 715-1830 м: 

интервал 1830-2560 м:

В результате расчетов частоты вращения долота установлено, что для бурения проектной скважины целесообразно применение роторно-турбинного способа бурения

**2.4 Проектирование режима бурения по интервалам.**

**2.4.1 Расчет осевой нагрузки на долото**

Величина осевой нагрузки на долото определяется из условия объемного разрушения пород на забое скважины. В расчете используются значения твердости горных пород по штампу :

Gд=Рш Fк (2.23)

где: Gд – осевая нагрузка на долото, кН;

Рш твердость пород по тпампу, Мпа;

Fк – площадь контакта вооружения долота с забоем, м2

Fк = 0,4 b3 ∑ li (2.24)

где: ∑ li – сумма длинн зубцов находящихся в одновременном контакте с забоем, м.

Максимально допустимые значения осевой нагрузки на долото по интервалам условно одинаковой буримости:

интервал 0-715 м: 



интервал 715-1830 м: 



интервал 1830-2560 м: 



Расчетные значения G не превышают допустимую нагрузку на рекомендуемые типоразмеры долот.

**2.4.2 Проектирование расхода бурового раствора**

Минимальное значение расхода бурового раствора (Qmin) необходимой для очистки забоя скважины от шлама определяется по формуле:.

Qmin = 0 .785 Vк (Дс2 – dн2) 103 (25)

где Vк – средняя скорость течения глинистого раствора в затрубе, м/с

Vк= 1,25 Vв (26)

где: Vв – скорость витания частиц шлака в кольцнвом пространстве. м/с.

Vк= 1,25 Vв (26)

где: Vв – скорость витания частиц шлака в кольцевом пространстве. м/с.

 (27)

где: R –постоянная Реттинчера, R=5,72 м/с при Rе >60;

d4 – диаметр частиц шлака, м;

 - плотность горной породы (п.2.5), кг/м3;

 - плотность бурового раствора (п.2.5), кг/м3;

дс – диаметр скважины, м;

dн – минимальный наружный диаметр бурильной колонны,м;

 (28)

где: Re – критерий Рейнольда;

P-пластическая вязкость раствора, Па-С

P=(0,004-0,005) Р (29)

где: Р –динамическое напряжение сдвига, Па

Р= 0,0085-7 (30)

Расчет минимального расхода бурового раствора по формулам

Интервал 0-50м: P=1,87 Па; PY= 0,0035 ПаС

интервал 0-715 м: Р=0,0085 1173 – 7 =2,97 Па

P=0,0045 2,97 = 0,0134 ПаС





Vк =1,25 0,66 = 0,83 м/с

715-1830м Qmin =0.785 0.83 (0.3102 – 0.1272) 103 = 52.0 л/с

Технологический необходимый расход бурового раствора определяется по формуле:

 (31)

где: QТН – технологически необходимая величина расхода для обеспечения процесса углубления скважины, л/с;

Рmax – максимально допустимое давление на выкиде буровых насосов, Мпа;

РДТ –технологически необходимая величина перепада на долоте, Мпа:

РR - гидроимпульсное давление 2-3 Мпа;

 - плотность промывочной жидкости внутри бурильной колонны и в заколонном пространстве, кг/м3;

аi – коэффициент гидросопротивления независящий от глубины скважины м-4;

l1, l2 – длины секций бурильной колонны с разными диаметрами и толщиной стенок, м;

bi, bj – коэффициент гидросопротивления зависящий от длины м-5

аi=amc+aМ+ав+аТВ (32)

где: amc,aМ,ав,аТВ учитывает соответственно сопротивления в монифольте, в стояке, вертлюге, ведущей трубе, м-4 \9, приложение1\.

 (33)

где: dВ – внутренний диаметр труб.скважины секции,м.

 (34)

где: Дс – диаметр скважины с учетом увеличения,м

 (35)

где: ДД – диаметр долота, м. интервал 1830-2560 м:







Результаты расчетов сведены в таблицу 21. Расход промывочной жидкости при нормальных условиях бурения должен соответствовать выражению.

QТН > Q > Qmin (36)

Таблица 21 - Расход промывочной жидкости по интервалам

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | QТН, л\с | Q, л\с | Qmin, л\с |
| 0-50 | 52,0 | 42,0 |  |
| 0-715 | 40,0 | 55,0 | 52,0 |
| 715-1830 | 36,0 | 32,0 | 20,0 |
| 1830-2560 | 36,0 | 32,0 | 19,0 |

2.4.3 Расчет частоты вращения долота

Частота вращения долота определяется при выполнении условия обеспечения необходимого времени контакта вооружения долота с забоем \9\:

 (37)

где: n- частота вращения долота, об\мин;

GД – динамическая составляющая осевой нагрузки на долото.Н;

С =5100 м\с – скорость звука в материале вала забойного двигателя;

КВД – коэффициент, учитывающий мгновенную задержку частоты вращения вала забойного двигателя при вдавливании зуба шарошки долота в породу;

Е = 2,1 1011 – модуль упругости материала, н\м2;

F – площадь поперечного сечения вала турбобура, м2;

RД –радиус долота. м;

- время контакта, млс;

β - угол между осью долота и осью шарошки.

 (38)

где: GСТ – статическая составляющая осевой нагрузки на долото, Н.

 (39)

интервал 0-716м: 





Расчет остальных интервалов аналогичен. Результаты расчета представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Частота вращения долота

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Е. Н\м2 | F, м2 | КВД |  | GСТ,Кн | GД, Кн | n об\мин |
| 0-600 |  |  | 4 | 3,0 | 57 | 14 | 480 |
| 600-1830 |  |  | 1 | 4,0 | 46 | 12 | 300 |
| 1830-2560 |  |  | 1 | 5,0 | 170 | 43 | 420 |

**2.4.4 Обоснование максимальной величины давлений на выкиде буровых насосов**

Максимальная величина давления на выкиде буровых насосов является одним из главных параметров, который определяет работу гидравлического забойного двигателя и оказывает существенное влияние на темп углубления скважины.

Расчет производится по методике (9)

 (40)

где: Рmax - максимальная величина давления на выкиде буровых насосов, мПа;

G –осевая нагрузка на долото, ;

GВР – вес вращающихся элементов забойного двигателя, Н;

Fр – площадь поперечного сечения турбинок;

РТ- перепад давления в турбобуре, мПа;

GП- осевая нагрузка на пяту забойного двигателя, меняется в зависимости от твердости пород, GП=+30кН:

 (41)

где: dcр – средний диаметр турбинок, Н;

 (42)

где: G3 – вес забойного двигателя, Н; b – 0,85 – архимедова сила.

интервал 0-715м: 





интервал 715-1830м: 





интервал 1830-2560м: 





**2.5 Обоснование. Выбор и расчет компоновок бурильной колонны**

Определяем длину УБТ требуемую для создания нагрузки и придания жесткости КНБК.



где с- скорость звука в материале труб;

Т- период продольных вибраций долота;

- расстояние от забоя до УБТ;

 - расстояние от забоя до осевой опоры ГЗД.

Для создания осевой нагрузки применяем УБТС-2. В интервале 0-715 м длину УБТС-2 203х61,5 принимаем 12м, а в интервале 715-1830м и 1830-2560м длину УБТС –2 178х49 принимаем 12м \1\.

Длину секции ПК 127х9 определяем по формуле:

 (43)

где: lПК – длина секции ПК (ТБПВ), м;

G – осевая нагрузка на долото, Н;

GУБТ- вес УБТ; GУБТ- =1530 н\м-178 мм;

GУБТ=2105 н\м – 203мм:

G3 – вес забойного двигателя, Н;

gПК – вес труб ПК 127х9; gПК=305 н\м

b – коэффициент учитывающий архимедову силу

 (44)

где: - плотность материала труб, ПК =7850кг\м3

Длину секции ЛБТ 147х11 Д16Т находим по формуле \10\.

 (45)

где: lЛБТ – длина секции ЛБТ Д16Т, м;

lк – длина бурильной колонны. м;

lУБТ – длина труб УБТ, м;

l3 – длина забойного двигателя, м;

l3 – длина инструмента от забоя до верхней осевой опоры забойного двигателя, м;

Производим расчет по формулам (2.43-2.45):



интервал 0-715 м:



Длину секций труб ПК принимаем равным lПК=144м или 6 секций.

интервал 715- 1830 м:



Максимально необходимую длину секций труб ТБПВ принимаем равным lПК=96 м или 4 свечи.

интервал 1830-2560 м:



Для бурения интервала на эксплуатационную колонну длину секций труб ПК принимаем равным lПК=600м или 26 секций.

При расчете длин секций ЛБТ принимаются во внимание удлинение ствола скважины из-за профиля скважины.

Интервал 0-715 м:



Длину секций ЛБТ принимаем равным lЛБТ=456м или 19 свечей.

Интервал 715-1830 м:



Длину секций ЛБТ принимаем равным lЛБТ=1000м или 40 свечей.

Интервал 1830-2560 м:

по стволу скважин:



Длину секций ЛБТ принимаем равным lЛБТ=2000м или 80 свечей.

Расчёт колонны на прочность проводим для турбинного бурения по методике

/5/. Определяем растягивающие напряжения в верхнем сечении колонны

при наиболее тяжелых условиях, когда колонна поднимается из искривлённой части скважины с большей скоростью при циркулирующей жидкости по формуле:

, (46)

где =1,3-коэффициент динамичности при СПО с включенными буровыми насосами /5/.

- площадь поперечного сечения типа ЛБТ.

- площадь поперечного канала труб /6/.

- силы трения колонны о стенки скважины /5/.

После расчёта необходимо проверить выполняется ли следующее условие:

 (47)

где =274 МПа.-предел текучести сплава Д16-Т из которого изготовлен ЛБТ.

=1,3- коэффициент запаса прочности /6/.

Если приведённое условие не выполняется , то необходимо перекомпоновка и соответственно перерасчёт колонны на прочность.

Расчеты приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Прочность бурильной колонны

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Fтл, м2 |  |  |  |  |  |  |
| 0,0047 | 0,01227 | 0,86 | 0,85 | 108 | 274 | 182,7 |

Таким образом, исходя из расчётов можно сделать вывод, что бурильная колонна которую мы подобрали, устраивает нас и по компоновке, и по растягивающему напряжению в данных геологических условиях.

**2.6 Выбор забойных двигателей по интервалам**

Используя данные о величинах статической части осевой нагрузки и об удельном моменте на долото рассчитывается вращательный момент на долоте и находится необходимая величина оптимального вращательного момента на валу турбобура по формулам :

 (46)

где: МВ- вращающий момент на валу турбобура Нм;

МУ - удельный момент на долоте, Нм\кН;

 (47)

где:  - коэффициент трения вооружения долота о горную породу (0,4- для мягких пород; 0,1- для твердых пород);

Rм – мгновенный радиус вращения долота,м

 (48)

Gе – ститическая составляющая осевой нагрузки, кН;

 (49)

М0 – момент на трение долота о стенки скважины, Нм;

 (50)

МП – момент на сопротивление в пяте турбобура Нм

 (51)

где: GП – осевая нагрузка на пяту забойного двигателя, меняется от твердости горных пород;

GП= (+30-(-30)), кН;

μн –коэффициент сопротивления в осевой опоре турбобура; μ=0,1;

τП – средний радиус трения в пяте, н.

 (52)

где: τн, τв – соответственно наружный и внутренний радиус пяты,м.

Интервал 0-715 м:















Интервал 715-1630 м:

















Интервал 1830-2560м:

















Определяется необходимый момент, который возникает при работе долота по формуле:

 (53)

где, Мд – вращающий момент при работе долота, Нм

Интервал 0-715 м:



Интервал 715 - 1830 м:



Интервал 1830 - 2560 м:



После расчетов Мд и nτ считается, что Мв = Моп (Мв = Мд+дМ или Мв = Мд), а nτ = nоп (здесь: Моп и полвращающий момент и частота вращения валатурбобура при его максимальной мощности).

По расчетным значениям Qтн, Мв и nτ осуществляется первичный выбор забойного двигателя. По формулам пересчета уточняются полученные величины.

 , Нм (54)

где: Мопсп, Qсп, ρсп – справочные величины.

 (55)

где: nсп – справочная величина.

Интервал 0-600 м:





По результатам расчета приняты типы забойных двигателей таблица 24.

Таблица 24 - Технические характеристики выбранных двигателей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Шифр турбобура | Q, л\с | Моп, Нм | nоп, об\мин |
| 0-715 | Т12РТ-240 | 55,0 | 2400 | 720,0 |
| 715-1830 | ЗТСШ1-195 | 30,0 | 1480 | 396,0 |
| 1830-2560 | Д-1-195 | 30,0 | 3100 | 90,0 |

2.7 Расчет диаметра насадок долот

Перепаду давления в долоте, отводится роль одного из эффективных регуляторов гидравлической нагрузки на вал турбобура и на долото.

 (56)

где: ρд – перепад давления в долоте, МПа;

μ – коэффициент расхода, учитывающий гидросопротивление в промывочном узле лдолота;

μ=0,95

Определяется диаметр насадок долот (9).

 (57)

где: dн – диаметр насадок долота, м;

П =3,14;

Кн – число насадок долота , шт.

Интервал 0-716 м:





Расчет остальных интервалов аналогичен и результаты представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Диаметр насадок долота по интервалам условно одинаковой буримости

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Кн шт | Рд. МПа | ρ, кг \м3 | dн, м |
| 50-715 | 3 | 4,2 | 1173 | 0,017 |
| 715-1830 | 2 | 4,0 | 1122 | 0,016 |
| 1830-2560 | 3 | 4,2 | 1188 | 0,013 |

2.8 Выбор типа бурового раствора и расчет параметров промывочной жидкости

При выборе типа бурового раствора необходимо, чтобы соответствие составов бурововых растворов разбуриваемых пород было на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны. Буровой раствор следует выбирать в зависимости от литологического строения и физико-химической активности взаимодействия горных пород с промывочной жидкостью.

Согласно (9) проектируется следующие типы буровых растворов по интервалам условно одинаковой буримости:

1. направление и кондуктор (0-715м) бурение производится на глинистом растворе;
2. эксплуатационная колонна (715-2560м) бурится на полимерглинистом растворе.

В соответствии с требованиями \3\ плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения определяется из расчета создания столбом жидкости гидростатического давления в скважине уравновешивающее пластовое давление.

Необходимая величина плотности бурового раствора рассчитывается по формуле:

 (58)

где: ρБР- плотность бурового раствора, кг\м3;

К3 – коэфициент запаса \12, таблица 5.1\;

ρпл – пластовое давление, Мпа;

Lк – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления,м.

 (59)

где: РДИФ- допустимое дифференциальное давление в скважине, Мпа \11, таблица 5.1\

Окончательно в качестве проектного значения плотности бурового раствора принимается меньшее значение.

Течение буровых растворов чаще всего удовлетворяет реологической модели Шведова-Бингама для вязкопластической жидкости. Поэтому реологические свойства буровых растворов принято оценивать по величинам пластической (структурной) вязкости (РY) и динамического напряжения сдвига (PY) \11\.

Усредненное значение динамического напряжения сдвига глинистого раствора можно определить по формуле:

 (60)

Пластическую вязкость бурового раствора рекомендуется поддерживать минимально возможной. При использовании трехступенчатой очистки бурового раствора и вязкость оценивают по формуле:

 (61)

Для качественного первичного вскрытия продуктивного пласта реологические параметры бурового раствора должны выдерживаться в пределах: PY – 0,004……0,010 Пас, YP- 1……2Па.

Выбор остальных показателей бурового раствора производится на основе геологической информации о горных породах, слагающих разрез скважины. Институтом ВНИИКр нефть разработана классификационная

Результаты использования методики \11\ и расчетов представлены в таблице 26.

Таблица 26 - Рассчитанные параметры бурового раствора по интервалам условно одинаковой буримости

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | ρ,кг\м3 | Т.с | YP,Па | PY,Пас | В1, см3\зам | СНС V1\V10 | рН | К, мм | П.% | минерализация, г\л |
| 0-50 | 1120-1170 | 55-85 | 2,50 | 0,01 | 8-10 | 10-15\70-100 | 8-9 | 1-1,4 | 1,5-2 | 0,1 |
| 0-715 | 1120-1170 | 55-80 | 2,52 | 0,01 | 8-10 | 10-15\70-100 | 8-9 | 1-1,5 | 1,5-2 | 0,2 |
| 715-1830 | 1130-1180 | 25-50 | 2,61 | 0,01 | 10 | 0-3\0-0 | 7 | 0,5 | 1 | 2-3 |
| 1830-2560 | 1150-1200 | 28-30 | 2,78 | 0,01 | 6-4 | 0-10\0-15 | 7 | 0,5 | 1 | 0,5-1 |

2.9 Химическая обработка промывочной жидкости по интервалам

Для поддержания структурных и реологических параметров в интервале условно одинаковой буримости необходимо производить химическую обработку промывочной жидкости. Типы химических реагентов и их действие на буровой раствор приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Рецептура обработки бурового раствора

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Наименование химреагентов и материалов | Цель применения реагента | Норма расхода, кг\м3 |
| от (верх) | до (низ) |
| 0 | 50 | глинопоршок бентонитовый модифицированный (А(П5МА) КМЦ-600Гипан | Приготовление глинистой суспензии для забуривания и спуска направленияРегулирование вязкостных свойств раствора, снижение вязкости и регулирование реологических свойствСнижение водоотдачи, стабилизация раствора, увеличение вязкости | 9,0000,1700,400 |
| 0 | 715 | глинопоршок бентонитовый модифицированный (А(П5МА) КМЦ-600Гипан | Приготовление глинистой суспензии для забуривания кондуктораРегулирование вязкостных свойств раствора, снижение вязкости и регулирование реологических свойствСнижение водоотдачи, стабилизация раствора, увеличение вязкости | 11,0000,1700,400 |
| 716 | 2560 | СайпанСайпанДк-дриллГлинопорошок бентонитовый модифицированный марки А (ПБМА) | Регулирование фильтрации раствора и укрепление стенок скважиныРегулирование фильтрации раствора и укрепление стенок скважиныОбеспечение флокуляцию выбуренной породы, повышение вязкости раствора.Приготовление глинистой суспензии | 0,0830,2500,0508,700 |

Расчет потребного количества компонентов бурового раствора.

Количество промывочной жидкости, необходимой для бурения скважины под кондуктор \11\

 (2.62)

где: VБР- необходимый объем бурового раствора, м34

VПР – объем раствора, необходимый для заполнения приемных емкостей, м3;

VБУР – объем бурового раствора, затрагиваемый непосредственно на углубление скважины, м3;

VБУР = n l (2.63)

где: n - норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м3\н, учитывающая объем раствора, необходимый для заполнения скважины в процессе углубления и естественные потери раствора при бурении в зависимости от диаметра долота и комерческой скорости \11\;

l – длина интервала бурения, м.

Потребность глинопорошка для бурения под кондуктор

 (2.64)

где: nгл – норма расхода глинопорошка. кг\м3Ю принимаются для данного интервала из регламента.

Расход химреагентов для обработки раствора при бурении под кондуктор.

 (2.65)

где nхр – норма расхода химреагента, кг\м3 принимается для данного интервала из регламента.

Объем бурового раствора при бурении эксплуатационной колонны:

 (2.66)

где: Vк –объем бурового раствора, необходимый для заполнения обсадной колонны , м3;

 (2.67)

где: dВНК – внутренний диаметр обсадной колонны. м;

lк – глубина спуска колонны.м.

Результаты расчетов представлены в таблице 28.

Таблица 28 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Интервал, м | Название (тип) бурового раствора и его компонентов | Нормы расхода бурового раствора м3/м в интервале |
| от верх | до низ |
| величина |
| 0 | 50 | Глинистый растворГлинопорошокКМЦ-600Гипан | 0,2211,0000,2000,640 |
| 50 | 715 | Глинистый растворГлинопорошокКМЦ-600Гипан | 0,2220,0000,1700,400 |
| 715 | 2560 | Полимерглинистый растворСайпанДк- дрим | 0,120,2500,050 |
| Название компонентов | Потребность компонента, т |
| наименование колонн | суммарная на сква-жину |
| направление | кондук-тор | эксплуатацион-ная |
| Глинопорошок бентонитовый марки А (ПБМА) модифицированный | 0,4950 | 2,4800 | - | 2,975 |
| КМЦ-600 | 0,0090 | 0,0211 | - | 0,0301 |
| Гипан | 0,0288 | 0,0496 | - | 0,0784 |
| Сайпан | - | 0,0103 | 0,0815 | 0,0918 |
| Дк-дрилл | - | - | 0,0163 | 0,0163 |

2.10 Выбор буровой установки

Выбор буровой установки определенного класса осуществляется в зависимости от глубины бурения и нагрузки на крюке от наиболее тяжелой колонны \18\.

Нагрузка на крюке от веса бурильной колонны определяется из условия взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины и обсадкой колонны на характерных участках траектории:

 (2.10)

где: Q – масса нижней части колонны (долото, турботур, УБТ) в жидкости, Н;

gc. gn. gн, gв – масса 1м трубы, соответственно на участках снижения, стабилизации увеличения угла и вертикальном, н\м;

lc. ln – длина участков снижения и стабилизации, м;

hн – длина вертикальной проекции участка увеличения угла, м;

hв – длина вертикального участка, м;

 (145).

 (146)

 (147)

 (148)

 (149)

 (2.16)

 (150)

 (151)

 (152)

где: αr – зенитный угол на конечной глубине, град.;

αс – средний угол на участке уменьшения, град;

αn – зенитный угол на участке стабилизации. град;

βс, βн – углы охвата на участках уменьшения и увеличения угла, град;

F – коэффициент сопротивления (для условий среднего Приобья F=0,30-0,35).

Делается расчет:







 









Вес обсадной эксплуатационной колонны 591 кН. По наибольшему весу колонны определяется максимальная нагрузка на крюк: р=к Qэ.к=1,5 671=1006,5 что, соответствует буровой установке Уралмаш – 3000 ЭУК. Техническая характеристика буровой установки представлена в таблице 29.

Таблица 29 - Техническая характеристика Уралмаш-3000 ЭУК

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение |
| Допустимая нагрузка на крюке. кН | 2000,0 |
| Условная глубина бурения, м | 32000,0 |
| Предельная глубина бурения (при масс буровой колонны 120т), м | 4000,0 |
| Скорость подъема крюка при расхаживании колонн (ликвидация аварий) , м\с | 0,2+0,5 |
| Скорость установившегося движения при подъеме элеватора (без нагрузки), м\с | 1,6 |
| Расчетная мощность развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт | 645,0 |
| Диаметр отверстия в стволе ротора, мм | 700,0 |
| Расчетная мощность привода ротора, кВТ | 370,0 |
| Мощность бурового насоса, кВт | 600,0 |
| Рабочее давление в манифольде, МПа | 25,0 |
| Высота освоения (отметка пола буровой), м | 7,2 |
| Диаметр талевого каната, мм | 28,0 |
| Наибольшая оснастка талевой системы | 5х6 |
| Номинальная длина свечи, м | 25,0 |
| Степень СПО, % | 50,0 |
| Полезный подъем резервуаров циркуляционной системы, м3 | 120,0 |
| Масса, кН | 660,0 |

2.11 Геолого-технический наряд

По данным раздела 1 и 2 составляется геолого-технический наряд на бурение проектной скважины.

Список использованных источников

1. Групповой рабочий проект № 270 – 4 на строительство эксплуатационных скважин на Тагринском нефтяном месторождении.

1. СН 459-74. Норма отвода земель на строительство нефтяных и газовых скважин. - М.: Стройиздат, 1974.-5 с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М: НПО ОБТ, 2003.-104 с.
3. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин - М: Недра, 1979.-303 с.
4. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. - М: Недра, 1988. – 360 с.
5. РД 39-0148070-6.027-86. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири.-Тюмень: СибНИИНП, 1986. - 138 с.
6. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений/М.Г. Абрамсон и др. - М: Недра 1984-207 с.
7. Абатуров В.Г., Грачев С.И., Молотков Ю.А. Механические указания к выполнению курсовой работы по курсу “Разрушение горных пород при бурении скважин”. - Тюмень: ТюмИИ, 1985. - 24 с.
8. Кулябин Г.А. Методические указания по курсу “Технология бурения глубоких скважин” для проектирования режима бурения с забойными двигателями и самостоятельной работы студентов специальности 09.09., 41.2.-Тюмень: ТюмИИ, 1990.
9. Зозуля Г.П., Белей И.И. Методические указания и контрольные занятия к практическим занятиям, и самостоятельной работе по курсу “Буровые растворы” для студентов специальности 09.ОВ “Бурение нефтяных и газовых скважин” очной и заочной форм обучения, 4.1.-Тюмень: ТюмГНГУ, 1994, - 30 с.
10. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидромеханика в бурении. - М.: Недра, 1987.-304 с.
11. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонатные материалы. - М.: Недра, 1987 - 280 с.
12. Овчинников В.П., Кузнецов Ю.С., Кузнецов В.Г. Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине “Закачивание скважин” для студентов специальности 09.09 “Бурение нефтяных и газовых скважин” дневной и заочной формы обучения. - Тюмень: ТюмИИ, 1994. – 35 с.
13. РД 39-7/1-0001-89. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - Куйбышев: ВНИИТ нефть,1979. - 303 с.

15. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин \А.И. Булатов и др. - М.: Недра 1981. – 240 с.