КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

**по дисциплине:** «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

**на тему:** «Проект технологии бурения разведочной скважины глубиной 1822м на Кристаллический горизонт Елгинской площади Ромашкинского месторождении. Назначение скважины разведка . Проектное смещение забоя относительно устья 75.5м. Способ бурения роторно-турбинный. Диаметр эксплуатационной колонны 168мм.»

Содержание:

1.Введение.

2.Геолого-технические условия бурения.

3.Исходные данные.

* 1. Определение совместимых интервалов бурения. Построение совмещённого графика пластовых давлений и давлений гидроразрыва, определение конструкции скважины и плотности бурового раствора для совместимых интервалов бурения.

4.Проверочный расчёт расхода и плотности промывочной жидкости в ранее пробуренных скважинах при отработке долот.

5.Выбор количества работающих насосов и диаметра цилиндровых втулок.

6.Разделение интервала отработки долот на участки пород одинаковой буримости.

7.Выбор оптимального режима бурения и лучшего из поименных типов долот.

8.Проектирование бурильной колонны.

* 1. Расчет колонны УБТ
  2. Расчет бурильных труб на статическую прочность.

9.Гидравлический расчет циркуляционной системы.

* 1. Вторая проверка подачи жидкости.
  2. Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы.
  3. Определение потерь давления в долоте. Выбор гидромониторных насадок.

10 Типы профилей наклонно-направленных скважин и рекомендации по их применению.

11Графические приложения:

А) ГТН

В)

# **2--3.Исходные данные**

Исходные данные к расчетам сведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № пп | Наименование параметров | Обозначения в формулах | Единицы измерения | Значение |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Глубина бурения скважины | L | М | 1822 |
| 11 | Глубина залегания кровли продуктивного пласта | Lк | м | 1811 |
| 22 | Пластовый флюид | Нефть | | |
| 33 | Пластовое давление | Рпл | МПа | 15,5 |
| 4  4 | Глубина залегания подошвы слабого пласта | Lп | м | 858 |
| 55 | Давление гидроразрыва | Рr | МПа | 21 |
| 6  6 | Свойства промывочной жидкости:  а) плотность  б) динамическое напряжение сдвига  в) пластическая вязкость | ρ  τ0  η | кг/м3  Па  Па·с | 1180  8  0,017 |
| 77 | Марки и количество установленных буровых насосов | БРН-1 | шт | 2 |
| 88 | Размеры наземной обвязки:  а) условный размер стояка  б) диаметр проходного канала бурового рукава  в) диаметр проходного канала вертлюга  г) диаметр проходного канала ведущей трубы | -  -  -  - | мм  мм  мм | 114  102  100  74 |
| 9  9 | Минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, обеспечивающая вынос шлама | υк | м/с | 0,5 |
| 110 | Интервал обработки долот в скв. 1 и 2 | ∆L | м | 1700-1822 |
| 111 | Типоразмер отработанных долот в скв. 1 |  |  | 215,9 СЗ-ГАУ |
| 112 | Проходка в скв. 1:на долото  1  2  3  4  5  6  7  8  9 | hд1  hд2  hд3  hд4  hд5  hд6  hд7  hд8  hд9 | м  м  м  м  м  м  м  м  м | 78  72  76  74  56  45  52  48  49 |
| 113 | Время бурения в скв. 1 долотом  1  2  3  4  5  6  7  8  9 | t1  t2  t3  t4  t5  t6  t7  t8  t9 | ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч | 17  14  16  14  28  16  24  18  20 |
| 114 | Типоразмер отработанных долот в скв. 2 |  |  | 215,9 ТЗ-ГНУ |
| 115 | Проходка в скв. 2:на долото  1  2  3  4  5  6  7  8  9 | hд1  hд2  hд3  hд4  hд5  hд6  hд7  hд8  hд9 | м  м  м  м  м  м  м  м  м | 78  69  77  76  47  53  46  55  49 |
| 116 | Время бурения в скв. 2 долотом  1  2  3  4  5  6  7  8  9 | t1  t2  t3  t4  t5  t6  t7  t8  t9 | ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч  ч | 17  12  15  14  19  25  16  24  20 |
| 117 | Частота вращения ротора или тип турбобура |  |  | 3ТСШ-195 |
| 118 | Осевая нагрузка | Р1 | кН | 195 |
| 119 | Подача жидкости | Q0 | м3/с | 0,027 |
| 220 | Минимальный наружный диаметр труб в компоновке бурильной колонны | dн | м | 0,127 |

**Определение совместимых интервалов бурения. Построение совмещённого графика пластовых давлений и давлений гидроразрыва, определение конструкции скважины и плотности бурового раствора для совместимых интервалов бурения**

Геологический разрез скважины представлен пластами значительной толщины. Верхняя граница пласта называется кровлей, и нижняя – подошвой пласта. Замеры пластового давления и давления гидроразрыва осуществляются лишь в отдельных точках. В задании даны замеры лишь одной точки. При проведении расчетов принимаются, что относительные давления в пределах пласта постоянные, т.е. 

, где  - относительное пластовое давление и давление гидроразрыва; - давление столба воды на глубине замера соответствующих давлений:

, где - плотность воды; g – ускорение; z – глубина бурения по вертикали, на которой произведен замер соответствуещего давления. Принять = 1000 , g = 9,81 .

Пласты совместимы для бурения, если относительные плотности бурового раствора , рассчитанные по величинам названных давлений для этих пластов удоволетворяют неравенству 

Где - минимально допустимая плотность бурового раствора, рассчитанная по пластовому давлению; - максимально допустимая плотность бурового раствора, рассчитанная по максимально допустимому давлению в скважине из условий гидроразрыва или экологических требований по предупреждению загрязнения буровым раствором пластов пресной воды и прдуктивных пластов.

 и 

Где  и - коэффициенты запаса, учитывающие возможные колебания давления в скважине. Величины  выбрать из таблицы, а  принять 0,9.

Экологические требования предусматривают ограничение избыточного статического давления бурового раствора на пласты с пресной водой и продуктивные пласты величиной . 

1.=1000\*9,81\*60 = 0,58 МПа

2.= 1000\*9,81\*360=3,53 МПа

3.= 1000\*9,81\*600= 5,88 МПа

4.= 1000\*9,81\*833= 8,17 МПа

5.= 1000\*9,81\*1154=11,32 МПа

6.= 1000\*9,81\*1308=12,83МПа

7.= 1000\*9,81\*1560=15,30МПа

8.= 1000\*9,81\*1700=16,67 МПа

9.= 1000\*9,81\*1822=17,87 МПа

1.= 1,1\*0,879 =0,966 кг/м

2.= 1,1\*0,862 =0,948кг/м

3.= 1,1\*0,895 =0,984 кг/м

4.= 1,1\*0,913 =0,995 кг/м

5.= 1,05\*0,937 =1,004кг/м

6.= 1,05\*0,971 =1.019 кг/м

7.= 1,05\*0,983=1.032 кг/м

8.= 1,05\*0,989 =1.038 кг/м

9.= 1,05\*0,953=1.000 кг/м

1.=0,9\*1,387= 1,248кг/м

2.=0,9\*1,390= 1,251кг/м

3.=0,9\*1,471 =1,323 кг/м

4.=0,9\*1,442 = 1,297 кг/м

5.=0,9\*1,62= 1,458 кг/м

6.=0,9\*1,326 = 1,193кг/м

7.=0,9\*1,471= 1,323кг/м

8.=0,9\*1,381 = 1,242 кг/м

9.=0,9\*1,400 = 1,260кг/м

1.=0,879+1,5/0,58=3.46 г/см3

2.=0,862+1,5/3.53=1,286 г/см3

3.=0,895+1,5/5.88=1,150 г/см3

4.=0,913+1,5/8.17=1,096г/см3

5.=0,937+2,5/11.32=1,157г/см3

6.=0,971+2,5/12.83=1,165см3

7.=0,983+2,5/15,30=1,146г/см3

8.=0,989+2,5/16.67=1,122г/см3

9.=0,953+2,5/17,87=1,138 г /см3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  интервала |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 0,58 | 0,879 | 1,1 | 0.966 | 3.46 | 1,5 | 1.248 |
| 2 | 3.53 | 0,862 | 1,1 | 0.948 | 1,286 | 1,5 | 1,251 |
| 3 | 5.88 | 0,895 | 1,1 | 0.984 | 1,150 | 1,5 | 1.323 |
| 4  5  6  7  8  9 | 8.17  11.32  12.83  15,30  16.67  17.87 | 0,913  0,937  0,971  0,983  0,989  0,953 | 1,1  1,05  1,05  1,05  1,05  1,05 | 0.995  1.004  1,019  1,032  1,038  1,000 | 1,096  1.157  1,165  1,146  1,122  1,138 | 1,5  2,5  2,5  2,5  2,5  2,5 | 1.297  1,458  1,193  1,323  1,242  1,260 |

# **4. Проверочный расчет расхода и плотности промывочной**

# **жидкости в ранее пробуренных скважинах при отработке долот.**

***Для роторного способа 0-60м.***

В исходных данных принято, что согласно опыту бурения скважин хорошая очистка кольцевого пространства от шлама осуществляется при скорости восходящего потока промывочной жидкости υп = 0,48 м/с.

по формуле (4.1):



Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



Сравнивая значения Q1 и Q2 с фактическим расходом жидкости Q0 = 0,032 м3/с в скв. 1 и 2, видим, что он не удовлетворяет условию (4.3):

Q0 = 0,032 м3/с ≥ max Q1 = 0,085 м3/с . Поэтому расход Q0 принимаем равным 0,085 м3/с.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.



Найденная плотность меньше плотности жидкости, примененной в скважине 1 и 2, и поэтому последняя не подлежит корректировке.

***Для ГЗД 60-360***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,027 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



Сравнивая значения Q1 и Q2 с фактическим расходом жидкости Q0 = 0,027 м3/с в скв. 1 и 2, видим, что он не удовлетворяет условию (4.3):

Q0 = 0,028 м3/с ≥ max Q1 = 0,047 м3/с

Поэтому расход Q0 принимаем равным 0,047 м3/с.

Проверим соответствие плотности жидкости, примененной в скв. 1 и 2, требованиям правил безопасности по формуле (4.4):

1257 кг/м3

что меньше фактической плотности. Поэтому последнюю будем использовать в дальнейших расчетах.

***Для ГЗД 360-600***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях неудовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

 1211 кг/м3

что меньше фактической плотности. Поэтому последнюю будем использовать в дальнейших расчетах.

***Для ГЗД 600-833***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях неудовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

 1319 кг/м3

найденная плотность меньше плотности жидкости, примененной в скважине 1 и 2, и поэтому последняя не подлежит корректировке.

***Для ГЗД 833-1154***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях удовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

1071,6кг/м3

найденная плотность меньше плотности жидкости, примененной в скважине 1 и 2, и поэтому последняя не подлежит корректировке.

***Для ГЗД 1154-1308***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях удовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

985,9 кг/м3

найденная плотность меньше плотности жидкости, примененной в скважине 1 и 2, и поэтому последняя не подлежит корректировке.

***Для ГЗД 1308-1560***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях удовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

1126 кг/м3

что меньше фактической плотности. Поэтому последнюю будем использовать в дальнейших расчетах.

***Для ГЗД 1560-1700***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях удовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

По формуле 4.4.

992,6 кг/м3

найденная плотность меньше плотности жидкости, примененной в скважине 1 и 2, и поэтому последняя не подлежит корректировке.

***Для ГЗД 1700-1822***

С учетом принятой для данной площади или указанной в задании скорости υк = 0,5 м/с находим необходимый для выноса шлама расход промывочной жидкости по формуле (4.1):

**** 0,012 (м3/с)

Здесь диаметр скважины dс для упрощения расчетов на всем протяжении ствола принят равным диаметру долота.

Определим расход жидкости, необходимый для очистки забоя от шлама, по формуле (4.2):



В скважинах 1 и 2 промывка осуществлялась при расходе Q0 = 0,028 м3/с. поэтому согласно выражению (4.3) отработка долот производилась в условиях удовлетворительной очистки забоя и ствола от выбуренной породы:

Q0 = 0,026 м3/с > max { Q1 = 0,012 м3/с; Q2 = 0.026 м3/с}.

Проверим соответствие плотности промывочной жидкости, использованной в скважине 1 и 2, правилом безопасности.

1235 кг/м3

что меньше фактической плотности. Поэтому последнюю будем использовать в дальнейших расчетах.

**4.Выбор числа работающих насосов и диаметра цилиндровых втулок**

*Для роторного способа 0 - 60*

Подача насосов определяется по формуле



где m – коэффициент наполнения;

Q-подача насоса при данном диаметре втулок (m=1); м3/с

n- число насосов .

Примем коэффициент наполнения насосов m = 0,8

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,060 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать два БРН-1 при втулках диаметром 150 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,8 · 2,0 ∙ 0,0509 = 0,056 < 0,060 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,060 м3/с

*Для ГЗД 60-360*

Примем коэффициент наполнения насосов m = 0,9

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,06 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать два БРН-1при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 2,0 ∙ 0,0455 = 0,041 < 0,047 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,047м3/с.

*Для ГЗД 360-600*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,048 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 2,0 ∙ 0,0223 = 0,040 < 0,048 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,048 м3/с.

*Для ГЗД 360-833*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать два БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0279 < 0,028 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

*Для ГЗД 833-1154*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0259 < 0,026 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

*Для ГЗД 1154-1308*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0259 < 0,026 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

*Для ГЗД 1308-1560*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0259 < 0,026 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

*Для ГЗД 1560-1700*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0259 < 0,026 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

*Для ГЗД 1700-1822*

Для создания равной или ближайшей большей подачи Q = 0,026 м3/с с учетом табл. 4.1. будем из двух установленных насосов использовать один БРН-1 при втулках диаметром 140 мм. При этом подача насосов составит:

Q = 0,9 · 1,0 ∙ 0,031 = 0,0259 < 0,026 м3/с

Таким образом, в дальнейших расчетах подача Q = 0,026 м3/с.

**6.Разделение интервала отработки долот на участки пород одинаковой буримости.**

В разрезе выделяются интервалы бурения скважин шарошечными долотами одинакового диаметра. Интервалы одинаковой буримости уточняются согласно механическим скоростям бурения. Последние даны в ГТН на строительство скважины.

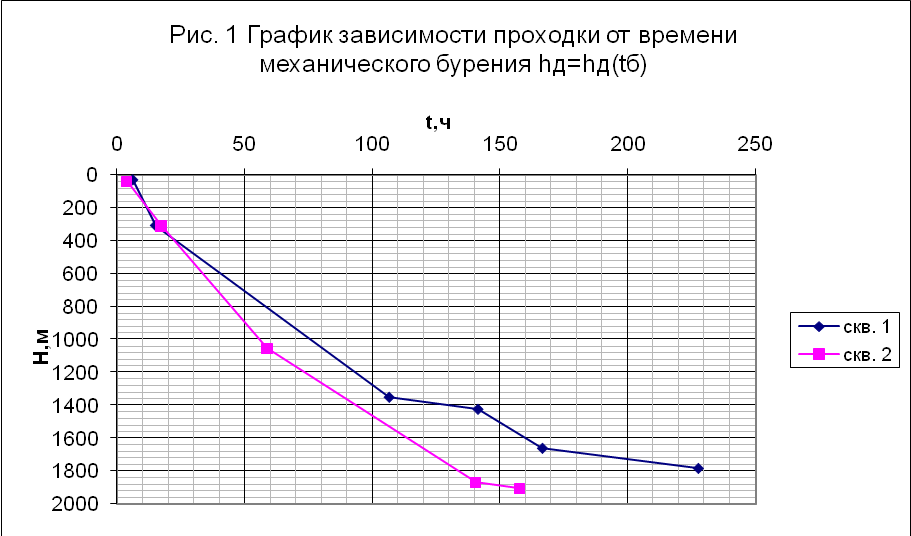
Таблица 2.1 Работа долот

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал работ по стволу | Диаметр долота, мм | Скорость, м/ч | ρ, кг/м3 | Q, м3/с |
| 0-60 | 393,9 | 7-10 | 1039 | 0,060 |
| 60-360 | 295,3 | 18-20 | 1257 | 0,047 |
| 360-600 | 215,9 | 18-20 | 1211 | 0,048 |
| 600-833 | 215,9 | 18-20 | 1319 | 0.026 |
| 833-1154 | 215,9 | 18-20 | 1071.6 | 0,026 |
| 1154-1308 | 10-15 | 985.9 |
| 1308-1560 | 215,9 | 10-15 | 1275 | 0,026 |
| 1560-1700 | 215,9 | 18-20 | 992.6 | 0,026 |
| 1700-1822 | 215,9 | 18-20 | 1235 | 0.026 |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Скважина 1. | | Скважина 2. | |
| Глубина,  Н, м | Время бурения, t, м | Глубина, Н, м | Время бурения, t, м |
| **1822** | **5** | **1835** | **35,3** |
| **1800** | **18** | **1826** | **26,8** |
| **1785** | **38** | **1797** | **15,5** |
| **1767** | **94** | **1763** | **98** |
| **1745** | **26** | **1735** | **17,5** |
| **1723** | **20** | **1692** | **42,6** |
|  |  |  |  |

На рис. 1(скважина 1, скважина 2) с координатами «глубина скважины Н – время бурения t» наносим согласно исходным данным результаты отработки долот в каждом рейсе в скв. 1 и 2.

Таблица 6.1



На рис. 1 с координатами «глубина скважины Н – время механического бурения t» наносим согласно исходным данным результаты отработки долот в каждом рейсе в скважине 1 и 2. Излом линейной зависимости соответствует границе между двумя пачками пород с различной буримостью.

Излом линейной зависимости hд = hд· (tб) в обеих скважинах соответствует границе между двумя пачками пород с различной буримостью.

Проверим результаты графического разделения интервала на пачки с помощью методики Д.А. Родионова. Согласно исходным данным составляем ряд значений средних за рейс механических скоростей проходки υм в порядке их последовательности при бурении скв. 1 и 2. Каждый ряд из 5 значений механической скорости строим по формуле



|  |  |
| --- | --- |
| Скважина 1. | |
| Глубина,  Н, м | Время бурения, t, ч |
| **1822** | **5** |
| **1800** | **18** |
| **1785** | **38** |
| **1767** | **94** |
| **1745** | **26** |
| **1723** | **20** |

υм1 = 60 м/ч; υм4  = 2,12 м/ч; υм7 = 5,26 м/ч

υм2 = 16,6 м/ч; υм5 = 3,846 м/ч;

υм3 = 6,3 м/ч; υм6 = 10 м/ч

Для первого ряда скоростей υм  в скв. 1 находим величину М по формуле

****

****

Для первого рейса (n= 1) долота в анализируемом ряду



Для второго рейса



Для третьего рейса



Для четвертого рейса



Для пятого рейса



Для шестого рейса



В результате расчетов:y1=1,509; y2=2,269; у3 =3,262; у4 = 0,561; у5 =0,271

У6 =0,3159

|  |  |
| --- | --- |
| Скважина 2. | |
| Глубина,  Н, м | Время бурения, t, м |
| **1835** | **35,3** |
| **1826** | **26,8** |
| **1797** | **15,5** |
| **1763** | **98** |
| **1735** | **17,5** |
| **1692** | **42,6** |

В скв. 2:

υм1 = 8,5 м/ч; υм4  = 3 м/ч;

υм2 = 17,01 м/ч; υм5 = 12,57 м/ч.

υм3 = 18,96 м/ч; υм6 =3

После проведения аналогичных вычислений по формуле (4.6) для второго ряда скоростей в скв. 2 получим:

****

****

Для первого рейса (n= 1) долота в анализируемом ряду



Для второго рейса



Для третьего рейса



Для четвертого рейса



Для пятого рейса



у1 = 0,027; у2 = 0,085; у3 = 0,623; у4 =0,124 ; у5 =0,377

Максимальные значения функции у для ряда скоростей по скв. 1 и 2 имеют место при К = 3 и соответственно равны у3 = 3,262 и у3 =0,623. Они подтверждают результаты произведенного выше графического разделения разреза на два участка пород одинаковой буримости.

Анализируя табличные данные, объединяя интервалы с одинаковой механической скоростью и одинаковым диаметром долота, можно выделить 6 интервалов одинаковой буримости.

Таблица 2.2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Интервал одинаковой буримости | Способ бурения | Диаметр долота, мм |
| 1 | 0-60 | роторный | 394 |
| 2 | 60-360 | турбинный | 295,3 |
| 3 | 360-600 | турбинный | 215,9 |
| 4 | 600-833 | турбинный | 215,9 |
| 5 | 833-1154 | турбинный | 215,9 |
| 6 | 1154-1308 | турбинный | 215,9 |
| 7 | 1308-1560 | турбинный | 215,9 |
| 8 | 1560-1700 | турбинный | 215,9 |
| 9 | 1700-1822 | турбинный | 215,9 |

**7.Выбор оптимального режима бурения и лучшего из поименных типов долот**

Рассмотрим задачу для нижнего интервала пород одинаковой буримости 1700-1822 м, пробуренного в скв. 1 и скв. 2 пятью долотами одинакового размера при нагрузке на долото Рд = 195 кН и частоте его вращения nд = 450 об/мин. В скв. 1 были отработаны долота 215,9 СЗ ГАУ R-437, а скв. 2 – 215,9 ТЗ-ГАУ. Согласно информации, взятой из карточек отработки долот, определим в интервале средние арифметические значения проходки на долото hд, стойкости долота tб и механической скорости проходки υм **.**

Скв. 1, нижняя пачка







Чтобы найти адаптационные коэффициенты по формулам:

****

**,**

принимаем частоту вращения долот 215,9 СЗ-ГАУ и 215,9 ТЗ-ГАУ

по табл.n = 450 об/мин.





**Скв. 2, нижняя пачка,**



****

****

****

****

Устанавливаем предельные наиболее эффективные значения нагрузки и частоты с учетом паспортных данных используемых долот в скв. 1 и 2.



При этой нагрузке частота вращения долот не должна превышать значения, найденного по формуле:

****

**где Рд min, Рд max – минимальная и максимальная нагрузка на долото;**

**nmin, nmax - минимальная и максимальная частота вращения долота.**



Примем следующие значения постоянных в формуле



где  ****

III 215,9 СЗ ГАУ R-437: Св = 4375 руб/ч, tсп=29,1 ч, Сд = 135000 руб,

III 215,9 ТЗ-ГАУ: Сд = 120000 руб, tв=0,9 ч.

С учетом ранее найденных адаптационных коэффициентов К и А рассчитываем величины В, Д, М и С.

Скв. 2, долото нижняя пачка 215,9Т3-ГАУ:



При наиболее эффективных параметрах режима бурения Рд = 175 кН и n = 444 об/мин минимальная стоимость одного метра будет:



Скв. 1, нижняя пачка долото III 215,9 СЗ-ГАУ:



При наиболее эффективных параметрах Рд = 175 кН и n = 444 об/мин минимальная стоимость метра проходки будет



Таким образом, поскольку стоимость метра проходки долотом III 215,9 СЗ ГАУ R-437 больше, чем долотом III 215,9 ТЗ-ГАУ, то последнее рекомендуется использовать для бурения в интервале 1700-1822м.

Найдем прогнозируемые показатели отработки долот III 215,9 СЗ-ГАУ при рекомендуемых эффективных параметрах бурения

****

****

****



Найдем прогнозируемые показатели отработки долот III 215,9Т3-ГАУ при рекомендуемых эффективных параметрах бурения

****

****

****



Результаты расчетов сводим в табл. 5.1.

Таблица 7.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал одинако-вой бури-мости, м | Конкурирующие типы долот | Оптимальный режим | | Прогнозируемые показатели работы долота | | | | Рациональный тип долота |
| Рд, кН | nд, об/  мин | hд, м | tб, ч | υм, м/ч | с, руб/м |
| 1700-1822 | 215,9 СЗ-ГАУ R-437  215,9 ТЗ-ГАУ | 175  175 | 444  444 | 305  610 | 43,7  85,97 | 6,97  7,09 | 1935,3  1734,6 | 215,9 ТЗ-ГАУ R-437 |

# 

# **8. Проектирование бурильной колонны**

***8.1Расчет колонны УБТ*.**

***1)Интервал 0-60м-для роторного способа***

Расчет компоновки КНБК.

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:

 *м*

Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***2)Интервал 60-360м-для ГЗД***

В отличие от роторного способа бурения колонны рассчитывается лишь на статическую прочность с дополнительным учетом в КНБК веса турбобура

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***3)Интервал 360-600м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***4)Интервал 600-833м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***5)Интервал 833-1154м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***6)Интервал 1154-1308м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***7)Интервал 1308-1560м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***8)Интервал 1560-1700м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

***9)Интервал 1700-1822м-для ГЗД***

Выбираем диаметр первой степени УБТ, расположенных над долотом. По формуле (5.1):

dубт(1) =

С учетом табл. 5.1. окончательно dубт = 0,178 м.

По табл. 5.1. согласно диаметру долота выбираем диаметр бурильных труб dн = 0,140 м.

Примем диаметр труб наддолотного комплекта равным диаметру остальных бурильных труб:

Dнк = dн = 0,140 м.



Наружный диаметр УБТ выбраны правильно.

Определяем тип УБТ: УБТ-178 изготовленные из стали «Д»..

Определим общую длину двухступенчатой УБТ для создания необходимой осевой нагрузки Рд = 190 кН:



Окончательно принимаем ℓубт(1) = 200 м, т.е. 8 свечей по 25 метров

Общий вес УБТ в жидкости по формуле (5.6):



Общая длина компоновки низа бурильной колонны рассчитывается по формуле (5.7):

 *м*

# ***8.2 Расчет колонны бурильных труб на статическую прочность.***

***1)Интервал 0-60м-для роторного способа***

Длину НК принимаем равной 250 м. С целью повышения усталостной прочности составим его из труб со стабилизирующими поясками типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт – 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле

 *кН*

Возможный перепад давления в долоте при использовании гидромониторного эффекта (υд ≥ 80 м/с) определим по формуле:

* МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле

**

для используемых нами долот примем коэффициент α = 0,15. Тогда, мощность, расходуемую на разрушение породы долотами, определим по формуле (5.11):



Мощность, расходуемую на вращение бурильной колонны длиной ℓ = 450 м, вычислим по формуле (5.13):

Крутящий момент у верхнего конца НК рассчитаем по формуле (5.15)

 *нМ*

Касательные напряжения в трубах у верхнего конца НК найдем по формуле (5.16):

* МПа*

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

что выше допустимого значения Кд = 1,45 (табл.5.4).

Проверим нижнюю секцию бурильных труб в сечении, расположенном над УБТ (z = 0), на усталостную прочность.

Стрелу прогиба колонны в скважине при диаметре замка ЗП-127 dз = 0,127 м. вычислим по формуле (5.30):

 *м*

Длину полуволны плоскости раздела сжатой и растянутой частей колонны, принятой у верхнего конца УБТ, рассчитаем по формуле (5.31):

* м*

Амплитуду переменных напряжений изгиба в резьбовом соединении труб найдем по формуле (5.29):

 *МПа*

постоянное среднее напряжение изгиба в каждом цикле определим по формуле (5.32):

* МПа*

Коэффициент запаса прочности в сечении НК над УБТ (σ1 = 59 МПа) вычислим по формуле (5.33):

**

что превышает допустимый коэффициент nд = 1,5.

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* Кн*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Таблица 8.2.1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 300 | 250 | 686 | 579 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 615 | 379 | 318 | 214 |

***2)Интервал 60-360м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

** Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 280 | 1061,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 588 | 382 | 319 | 270 |

***3)Интервал 360-600м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

**

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБВК-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.3

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБВК-127 | ТБВК-127 | ТБВК-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

***4)Интервал 600-833м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

**

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБВК-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗУК-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.4

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

***5)Интервал 833-1154м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

** Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):

# 

Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции

колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБВК-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

***6)Интервал 1154-1308для ГЗД***

# 

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

**

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент: ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.6

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

***7)Интервал 1308-1560м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

** Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):

# 

Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент:ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.7

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

# ***8)Интервал 1560-1700-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

**

Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции

колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН* *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):



Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 Кн

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент:ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.8

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

***9)Интервал 1700-1822м-для ГЗД***

Длину НК примем равной 250 м. Его будем комплектовать из труб типа ТБПВ-127х9Д (предел текучести σт = 373 МПа).

Вес НК в жидкости вычисляем по формуле (5.8):

 *кН*

Перепад давления в турбобуре найдем по формуле (6.19):

 *МПа*

Растягивающие напряжения в верхнем сечении НК найдем по формуле (5.9):

** Коэффициент запаса прочности определим по формуле (5.17), считая, что используются трубы 2-го класса (ν = 0.8)

**

По табл. 8 приложения выбираем трубы для комплектования 1-й секции колонны: ТБПВ-127×9Е

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

** *кН*

 *м*

Допустимую длину первой секции бурильных труб вычислим по формуле (5.21):

# 

Вес первой секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.21):

 *кН*

По таблице 8 приложения выбираем для комплектования второй секции колонны трубы типа ТБПВ-127×9М.

Допустимую растягивающую нагрузку для них найдем по формуле (5.20):

* кН*

Найдем допустимую длину второй секции по формуле (5.22):

 *м*

Уточним длину второй секции:

 *м*

Вес второй секции труб в жидкости рассчитаем по формуле (5.23):

 *кН*

Проверим по формуле (5.34) прочность верхней трубы каждой секции при спуске их в клиновом захвате. Примем длину плашек 400 мм и коэффициент С = 0,7.

1 секция:



что выше допустимого значения 1,1.

2 секция:



что выше допустимого значения 1,15

По таблице 5.2. определим крутящийся момент для свинчивания УБТ, изготовленных из стали «Д»: УБТ-178-32 кН

По таблице 5.7. для соединения труб ТБПВ-127 выбираем бурильные замки типа ЗП-127 с минимальным диаметром проходного отверстия 0,095 м. Для свинчивания замков по таблице 5.8. находим необходимый крутящийся момент:ТБПВ-127х9Е-14кНм; ТБПВ-127х9М-17,5кНм;

Результаты расчетов сводим в табл.8.2.9

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Номер секции | | | |
|  | УБТ | НК | 1 | 2 |
| Тип труб | УБТ-178 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 | ТБПВ-127 |
| Наружный диаметр труб, мм | 178 | 127 | 127 | 127 |
| Внутренний  диаметр труб, мм | 80 | 109 | 109 | 109 |
| Группа прочности материала труб | Д | Д | Е | М |
| Длина секции (ступеней), м | 200 | 250 | 447 | 894,45 |
| Нарастающий вес колонны, кН | 589 | 383 | 320 | 228 |

# **9. Гидравлический расчет циркуляционной системы.**

***1)Интервал 0-60м-для роторного способа***

Произведем первую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,084м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

Коэффициенты λкп рассчитываем по формуле (6.10):

за турбобуром



Найдем скорости течения жидкости на однородных участках кольцевого канала.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Найдем ρкр по формуле (6.1)

 кг/м3

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБПВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд = 6,994 МПа < ΔРкр = 10,766 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 7,152 · 106 + 3,55∙106 = 10,702 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

*9.4 Построение графика давлений*

Для построения графика распределения давления в циркуляционной системе определяем следующие величины:

1) гидростатическое давление на забое скважины (при отсутствии циркуляции) для двух случаев:

а) в скважине, заполненной промывочной жидкостью плотностью ρ, по формуле

Рс = ρ · q · L=1150·9,81·1822=20,55МПа

где L – глубина забоя скважины, м;

б) в скважине, заполненной той же жидкостью, но содержащей частицы выбуренной породы плотностью ρш,

Pc' = φ·ρ·q·L+(1-φ)·ρш·q·L= 0,999·1150·9,81·1822+(1-0,999)·2350·9,81·1822 =

20,57 МПа

Построим график распределения давления в циркуляционной системе .

1. Слева изобразим геометрию кольцевого канала и компоновку бурильного инструмента с соблюдением вертикального масштаба.
2. Проводим горизонтальные линии через точки соединения различных элементов бурильной колонны:

1-1 – соединение ТБПК с УБТ-165;

2-2 – соединении УБТ-165 с УБТ-178

3-3 – соединение УБТ-178 с турбобуром (забойным двигателем) либо УБТ-178 с долотом

4-4 – соединение турбобура (забойного двигателя) с долотом – забой скважины.

3. Откладываем значения Рс и Рс΄ по горизонтали 4-4, получим точки d и d΄.

4. Соединив точки d и d΄ с началом координат, получим линии изменения гидростатического давления в затрубном пространстве. В пересечении линии Od΄ с горизонталями 1-1, 2-2 и 3-3 получим точки а, в и с.

5. От а, в, с и d по горизонталям вправо откладываем значения суммарных гидродинамических потерь давления получаем точки а΄, в΄, с΄ и d΄.

При этом длина отрезков равна:

аа’=ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК

вв’= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146

сс’= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146+ ΔpкпУБТ-178

d’d”= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146+ ΔpкпУБТ-178 +Δpкптурбобур

6. Соединив точки О, а΄, в΄, с΄ и d˝ построим кривую изменения гидродинамического давления в затрубном пространстве при циркуляции.

7. Из точки d˝ восстанавливаем вертикаль до пересечения с осью давлений. Получаем точку, соответствующую величине забойного давления при бурении скважины Рз.nn΄

8. Через точку d˝ проводим прямую, Оd. В пересечении с горизонталями получим точки k, m, n и точку s в пересечении с осью давлений.

9. Отложив по горизонтали от точки d˝ отрезок, соответствующей перепаду давления в долоте, получаем точку е. При этом длина d”e=ΔpТб.

10. Длина отрезка kk΄ равна сумме перепадов давления в долоте ∆Рд и турбобуре ∆Ртб.

11. длины отрезков mm΄, nn΄, ss΄ определяем по формуле:

mm’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178

nn’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178+ ΔpкпУБТ-146

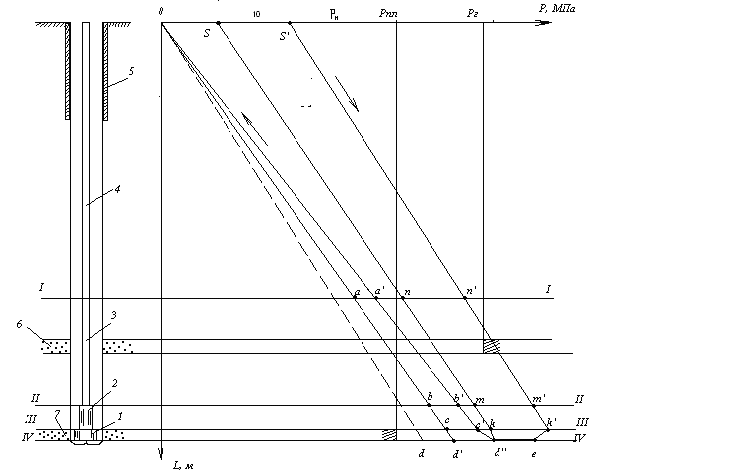
ss’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178+ ΔpкпУБТ-146 +ΔpмтТБПК

Р = ∆Рд + ∆Ртб + Σ(∆Ртi),

где Σ(∆Ртi) - суммарное гидродинамические потери давления внутри i-й секции бурильной колонны.

12. Вправо от точки s΄ откладываем отрезок, равный потерям давления в наземной обвязке ∆Ро. Получаем точку, соответствующую давлению в насосе Рн.

13. Соединив точки е, k΄, m΄, n΄, s΄, Рн получаем график изменения давления от забоя скважины до насоса.



1 – Долото;

2 – УБТ ;

3 – ТБПВ-127;

4 – кондуктор;

5 – слабый пласт.

***2)Интервал 60-360м-для ГЗД***

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,047м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

Коэффициенты λкп рассчитываем по формуле (6.10):

за турбобуром



Найдем скорости течения жидкости на однородных участках кольцевого канала.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБПВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =5,917 МПа < ΔРкр = 11,923 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 5,917 · 106 + 3,55∙106 = 9,467 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

***3)Интервал 360-600м-для ГЗД***

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБВК до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБКВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =4,371 МПа < ΔРкр = 8,669 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 4,371 · 106 + 3,55∙106 = 7,921 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

Графики распределения давлений в стволе скважины приведены в приложении.

***4)Интервал 600-833 м-для ГЗД***

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБВК до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБКВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =4,371 МПа < ΔРкр = 18,669 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 4,371 · 106 + 3,55∙106 = 7,921 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

***5)Интервал 833-1154м-для ГЗД***

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБПВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =1,658 МПа < ΔРкр = 11,342 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 1,658 · 106 + 3,55∙106 = 5,208 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

***6)Интервал 1154-1308м-для ГЗД***

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБВК

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБВК

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБКВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =4,371 МПа < ΔРкр = 8,669 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 4,371 · 106 + 3,55∙106 = 7,921 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

Графики распределения давлений в стволе скважины приведены в приложении.

***7)Интервал 1308-1560м-для ГЗД***

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБВК



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБКВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =1,658 МПа < ΔРкр = 11,342 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 1,658 · 106 + 3,55∙106 = 5,208 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

***8)Интервал 1560-1700м-для ГЗД***

Произведем вторую проверку подачи промывочной жидкости.

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за

ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБВК

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБПК и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =4,371 МПа < ΔРкр = 8,669 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 4,371 · 106 + 3,55∙106 = 7,921 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

***9)Интервал 1700-1822м-для ГЗД***

Определим критическую плотность промывочной жидкости, при которой может произойти гидроразрыв наиболее слабого из пластов, слагающих разбуриваемый материал по формуле (6.1).

Для этого необходимо предварительно вычислить параметры φ и ∑(Ркп). Значение φ рассчитаем по формуле (6.2) с помощью найденных в п. 7.5 скорости механического бурения:

 и в п. 7.3 расхода Q = 0,038м3/с:



т.е. содержание шлама в потоке (1-φ) = 0 т.к. скорость мала.

Для определения величины ∑(Ркп) найдем линейные и местные потери давления в затрубном пространстве до глубины залегания подошвы слабого пласта. Рассчитаем критическое значение числа Рейнольдса промывочной жидкости Rе кр , при котором происходит переход ламинарного режима в турбулентный, по формуле (6.4) для течения в кольцевом канале:

за турбобуром



За УБТ-178



За ТБПВ



Определим действительные числа Рейнольдса при течении жидкости в кольцевом пространстве по формуле (6.6): между ТБПВ и необсаженным стволом, диаметр которого примем равным внутреннему диаметру последней обсадной колонны dс = 0,22 м:

За ГЗД

**

За УБТ-178

**

За ТБПВ

**

Таким образом, в кольцевом канале режим течения ламинарный.

За турбобуром



за УБТ-178



за ТБПВ-127



Число Сен-Венана равно:

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Находим значения β по формулам (6.15):

За ГЗД



За УБТ-178



За ТБПВ



Рассчитаем потери давления по длине кольцевого пространства на участке за ТБПВ до глубины слабого пласта по формуле (6.12):

За ГЗД

 МПа

За УБТ-178

 *МПа*

За ТБПВ

 МПа

Местные потери от замков ЗП-127 в кольцевом пространстве определяем по формуле (6.16). Согласно табл. 5.7 dм = 0,127м. Примем ℓт = 12 м.

 м/с

 *МПа*

Суммируя значения Р, получим

 МПа

Вычисляем потери давления внутри бурильной колонны. Для этого определяем критические числа Рейнольдса по формуле (6.4):

В ТБПВ



В УБТ-178



Находим действительные числа Рейнольдса жидкости в бурильных трубах и УБТ, составляющих бурильную колонну, по формуле (6.5):

В ТБПВ

**

В УБТ-178

**

Так как Reт > Reкр, то в колонне везде течение турбулентное.

Вычисляем значения коэффициентов гидравлического сопротивления по формуле (6.9):

В ТБПВ



В УБТ-178



Рассчитаем потери давления внутри ТБКВ и УБТ по формуле (6.7):

В ТБПВ

 *МПа*

В УБТ-178

 *МПа*

Местные потери от замков ЗП-127 в колонне определяем по формуле (6.17):



 МПа

Вычислим потери давления в наземной обвязке по формуле (6.18), предварительно найдя из табл. 6.1. значения коэффициентов:

 МПа

Вычислим сумму потерь давления во всех элементах циркуляционной системы, за исключением потерь давления в долоте по формуле (6.3):



Рассчитываем резерв давления ∆Рр для потерь в долоте по формуле (6.21) при в = 0,8:

 МПа

Определим возможность использования гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле (6.22) при μ = 0,95:

 м/с

Так как υд  > 80 м/с и перепад давления ΔРд =1,658 МПа < ΔРкр = 11,342 МПа, то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот.

Приняв υд = 80 м/с, найдем перепад давления в долоте по формуле (5,10):

** МПа

тогда расчетное рабочее давление в насосе составит

Рн = 1,658 · 106 + 3,55∙106 = 5,208 МПа

Находим площадь промывочных отверстий долота по формуле (6.24):

Ø =  м2

В долоте устанавливаем три насадки. Их внутренний диаметр определяем по формуле (6.25):

 м

*9.4 Построение графика давлений*

Для построения графика распределения давления в циркуляционной системе определяем следующие величины:

1) гидростатическое давление на забое скважины (при отсутствии циркуляции) для двух случаев:

а) в скважине, заполненной промывочной жидкостью плотностью ρ, по формуле

Рс = ρ · q · L=1150·9,81·1822=20,55МПа

где L – глубина забоя скважины, м;

б) в скважине, заполненной той же жидкостью, но содержащей частицы выбуренной породы плотностью ρш,

Pc' = φ·ρ·q·L+(1-φ)·ρш·q·L= 0,999·1150·9,81·1822+(1-0,999)·2350·9,81·1822 =

20,57 МПа

Построим график распределения давления в циркуляционной системе .

1. Слева изобразим геометрию кольцевого канала и компоновку бурильного инструмента с соблюдением вертикального масштаба.
2. Проводим горизонтальные линии через точки соединения различных элементов бурильной колонны:

1-1 – соединение ТБПК с УБТ-165;

2-2 – соединении УБТ-165 с УБТ-178

3-3 – соединение УБТ-178 с турбобуром (забойным двигателем) либо УБТ-178 с долотом

4-4 – соединение турбобура (забойного двигателя) с долотом – забой скважины.

3. Откладываем значения Рс и Рс΄ по горизонтали 4-4, получим точки d и d΄.

4. Соединив точки d и d΄ с началом координат, получим линии изменения гидростатического давления в затрубном пространстве. В пересечении линии Od΄ с горизонталями 1-1, 2-2 и 3-3 получим точки а, в и с.

5. От а, в, с и d по горизонталям вправо откладываем значения суммарных гидродинамических потерь давления получаем точки а΄, в΄, с΄ и d΄.

При этом длина отрезков равна:

аа’=ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК

вв’= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146

сс’= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146+ ΔpкпУБТ-178

d’d”= ΔpкпТБПК+ ΔpмкТБПК+ ΔpкпУБТ-146+ ΔpкпУБТ-178 +Δpкптурбобур

6. Соединив точки О, а΄, в΄, с΄ и d˝ построим кривую изменения гидродинамического давления в затрубном пространстве при циркуляции.

7. Из точки d˝ восстанавливаем вертикаль до пересечения с осью давлений. Получаем точку, соответствующую величине забойного давления при бурении скважины Рз.nn΄

8. Через точку d˝ проводим прямую, Оd. В пересечении с горизонталями получим точки k, m, n и точку s в пересечении с осью давлений.

9. Отложив по горизонтали от точки d˝ отрезок, соответствующей перепаду давления в долоте, получаем точку е. При этом длина d”e=ΔpТб.

10. Длина отрезка kk΄ равна сумме перепадов давления в долоте ∆Рд и турбобуре ∆Ртб.

11. длины отрезков mm΄, nn΄, ss΄ определяем по формуле:

mm’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178

nn’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178+ ΔpкпУБТ-146

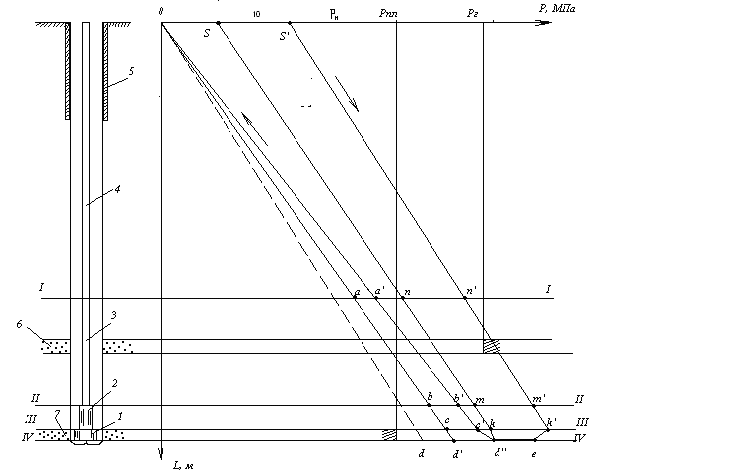
ss’= Δpд+ Δpтб+ ΔpтУБТ-178+ ΔpкпУБТ-146 +ΔpмтТБПК

Р = ∆Рд + ∆Ртб + Σ(∆Ртi),

где Σ(∆Ртi) - суммарное гидродинамические потери давления внутри i-й секции бурильной колонны.

12. Вправо от точки s΄ откладываем отрезок, равный потерям давления в наземной обвязке ∆Ро. Получаем точку, соответствующую давлению в насосе Рн.

13. Соединив точки е, k΄, m΄, n΄, s΄, Рн получаем график изменения давления от забоя скважины до насоса.



1 – Долото;

2 – УБТ ;

3 – ТБПВ-127;

4 – кондуктор;

5 – слабый пласт.

*10.2 Расчет профиля скважины №921-Р ( типа Б)*

1. Данные для расчета профиля:
2. Вертикальная проекция ствола скважины Н0=1822м;
3. Отклонение забоя скважины от вертикали А=75.5м;
4. Интенсивность падения кривизны i2=2,50 на 100м ствола скважины;
5. Конечный зенитный угол αк=10,90;
6. Интенсивность набора зенитного угла i1=140 на 100м. ствола скважины.

Решение:

1. Определим необходимый максимальный зенитный угол для получения проектного профиля ствола скважины:



1. вычисляем вертикальную проекцию не вертикальной части ствола скважины:



1. найдем длину верхнего вертикального участка ствола скважины:



1. рассчитаем длину участка набора кривизны:



1. Найдем горизонтальную проекцию участка набора зенитного угла:



1. Определим вертикальную проекцию участка набора кривизны:



1. рассчитаем радиус искривления ствола скважины на участке снижения зенитного угла:



1. Найдем длину участка снижения зенитного угла:



1. рассчитаем горизонтальную проекцию участка падения кривизны:



1. Вычисляем вертикальную проекцию участка падения кривизны:



1. определим общую длину ствола скважины:

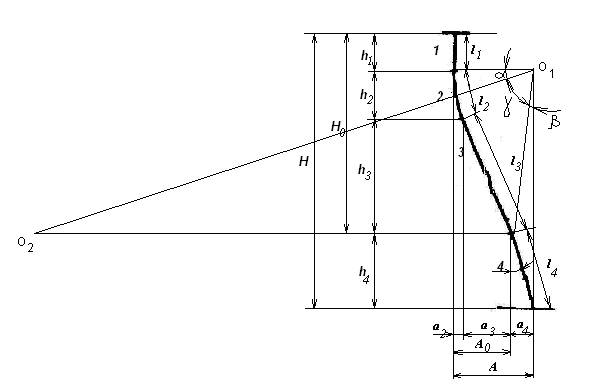


1. найдем удлинение ствола скважины за счет скважины:



Произведем построение профиля ствола наклонно-направленной скважины. Откладываем на вертикальной линии отрезки АВ=Н0=1759 м.; ВС=Нв=240 м.;

Полученная ломанная линия АСЕF будет представлять собой профиль наклонно-направленной скважины 2-го типа Б:



# **13. Литература**

1. Н.Е. Зозуля. Курсовое проектирование по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Альметьевск: АГНИ, 2003
2. Н.Е. Зозуля, Р.Х. Фаткуллин, Н.В. Соловьева. Заканчивание скважин строительством. – Альметьевск: АГНИ, 2003-124с.
3. Зозуля Н.Е.

Курсовое проектирование по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»: Учебно-методическое пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2003. – 240 с.

4 Зозуля Н.Е., Соловьева Н.В.

Режим бурения: Учебное пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» для студентов, обучающихся по специальности 130504.65 «Бурение нефтяных и газовых скважин» / Под редакцией профессора Зозули В.П. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2005. – 136с.

1. Спивак А. И., Попов А.Н., Акбулатов Т.О.

Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов.- М.:ООО «Недра-Бизнесцентр»,2003.-510 с.

# **14.Необходимая информация о процессе проводки скважины и способы ее получения**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Измеряемый параметр | Метод опреде-  ления | Способ измерения | Необходи-мость канала связи | Прибор | Выпуск  про-  мышл. | Досто-  инства | Недостатки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| I. 1) Нагрузки на вышку и талевую систему    2) Давление в сосудах, находящихся под давле-нием | прямой  прямой | определение усилий в талевой канате | -  - | индикатор веса  манометры | +  + | простота, достаточная точность  простота, достаточная точность |  |
| II. Режимные параметры:  1) Нагрузка на долото | прямой | измерение усилий в переводнике над долотом | + | забойный датчик усилий | - | высокая точность | сложность измери-тельной системы |
| косвен. | определение на-грузки на крюке | - | индикатор веса | + | простота системы | Невысокая точность, особенно в наклонных скважинах |
| 2) Частота вращения долота:  роторное бурение |  |  |  |  |  |  |  |
| прямой | по частоте вращения ротора | - | роторный тахометр | + | простота, дос-таточная точ-ность | Мгновенная частота вращения долота и ро-тора в переходных режимах не совпадают |
| турбинное бурение | прямой | по частоте пульсаций давления забой-ного датчика | + | турботахо-метр | ± | достаточная точность | Недостаточная надеж-ность, необходимость использования сложной аппаратуры |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|  | косвен. | по изменению давления на стояке при бурении турбо-бурами серии А | - | манометр | + | простота | Невысокая точность |
| 3) Момент на долоте:  роторное бурение |  |  |  |  |  |  |  |
| прямой | измерение момента | - | роторный моментомер | + | простота | Поскольку *Мд≠Мрот* определяется качест-венно изменение мо-мента на долоте |
| турбинное бурение | прямой | измерение реактивного момента на  роторе | - | роторный моментомер | + | простота | Возможно лишь при небольшой глубине скважины |
| косвен. | а) по изменению частоты вращения долота при нали-чии турботахо-метра | + | турботахо-метр | ± |  | Определяется качест-венно изменение мо-мента на долоте. Необходимость теле-метрии |
| б) по изменению давления на стояке при бурении турбобу-ром серии А или объемным (винтовым) двигателем | - | манометр | + | простота определения | Определяется качест-венно изменение мо-мента |
| электробурение | косвен. | по изменению силы тока электробура | - | амперметр | + | простота | Определяется качест-венно изменение мо-мента |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 4) Расход промывочной жидкости | прямой | измерение  подачи  насоса | - | расходомер РГР-7 | + | простота определения | Может применяться для измерения расхода только электропрово-дящих жидкостей |
| косвен. | по частоте ходов насоса | - | счетчик ходов насоса (тахо-метр) | + | простота | На точность измере-ний влияет износ поршней и клапанов, условия всасывания |
| косвен. | по изменению давления на стояке | - | манометр | + | простота | Дает качественную информацию об изме-нении расхода |
| III. Состояние (износ) долота:  1) Состояние вооруже-ния |  |  |  |  |  |  |  |
| косвен. | по изменению механической скорости | - | датчик проходки | + | простота | Погрешности из-за изменения прочност-ных свойств разбури-ваемых пород |
| 2) Состояние опор:  роторное бурение |  |  |  |  |  |  |  |
| косвен. | по изменению момента на  долоте | - | роторный моментомер | + | простота | Погрешности из-за изменения свойств пород |
| турбинное бурение | косвен. | по изменению давления на стояке (при бурении тур-бобурами се-  рии А и вин-товыми дви-гателями) | - | манометр на стояке | + | простота | Погрешности из-за изменения свойств пород |
| электробурение | косвен. | по изменению силы тока | + | амперметр | + | простота | Погрешности из-за изменения свойств пород |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| IV. Бурильная колонна:  1) Целостность бу-рильной колонны |  |  |  |  |  |  |  |
| прямой | по изменению нагрузки на  крюке | - | ГИВ | + | простота | Не дает информацию о потере целостности в виде трещины и свища, при сломе или отвин-чивании части колонны труб, вес которой меньшей погрешности ГИВ |
| косвен. | по изменению давления на стояке | - | манометр | + | простота | Давление на стояке может меняться и по другим причинам (кроме нарушения целостности бурильной колонны) |
| 2) Прихват | прямой | по потере подвижности колонны труб | - | индикатор веса | + | простота |  |
| V. Определения положе-ния ствола скважины, в т.ч. забоя, в пространстве | прямой | пеленгация  шумов долота сейсмодатчи-  ками | каналом связи служит горная порода | Сейсмодат-чики | - | постоянство контроля по-ложения забоя | Сложность, высокая стоимость сейсмоаппа-ратуры, наличие помех из-за шумов, создавае-мых бурильной колон-ной, наземным обору-дованием и т.д. |
| косвен. | измерение значений зенит-ного угла и азимута | кабель | инклинометр | + | достаточно вы-сокая точность определения координат |  |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| VI. Приток пластового флюида | прямой | по изменению свойств промы-вочной жидкости, выходящей из скважины | - | приборы измерения свойств промывочной жидкости | + | простота метода | Большой промежуток времени между нача-лом поступления плас-тового флюида и мо-ментом обнаружения |
| прямой | по изменению свойств про-мывочной жидкости на  забое | + | забойный датчик | ± | быстрота обнаружения притока | Сложность и высокая стоимость оборудова-ния. Не выпускается в России |
| косвен. | по увеличе-  нию объема промывочной жидкости в емкостях | - | уровнемер | + | простота кон-струкции, от-носительная дешевизна | В случае слабого при-тока обнаружение с большим запазды-ванием |
| косвен. | нарушение соотношения между объемами поднятых (спущенных)  труб и объемам закаченной в скважину (вытесненной) промывочной жидкости | - | уровнемер, счетчик поднятых (спущенных) труб, процессор |  |  | Слабые притоки плохо диагностируются. Необходима специаль-ная обвязка емкости долива |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| VII. Приближение к пластам с АВПД | косвен. | по изменению экспоненты | - | датчик проходки | + | простота метода | Достоверные данные получаются при бурении однородных пород |
| косвен. | по изменению скорости пробега звуковой волны в породе | кабель | геофизич. аппаратура | + | простота метода | Возможно в перерывах бурения во время геофиз. измерений |