Содержание

Реферат

Введение

1. Общая и геологическая часть

1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

1.2 Геологические условия

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

2. Технологическая часть

2.1 Выбор и обоснование способа бурения

2.2 Конструкция и профиль проектной скважины

2.2.1 Проектирование и обоснование конструкции скважины

2.2.2 Обоснование и расчёт профиля проектной скважины

2.3 Разработка режимов бурения

2.3.1 Обоснование класса и типоразмеров долот по интервалам бурения

2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото

2.3.3 Расчет частоты вращения долота

2.3.4 Обоснование и выбор очистного агента

2.3.5 Расчет необходимого расхода очистного агента

2.4 Разработка рецептур бурового раствора

2.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

2.6 Гидравлический расчет промывки скважины

2.7 Режимы бурения при вскрытии продуктивных горизонтов

2.8 Обоснование критериев рациональной отработки долот

2.9 Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины

2.10 Проектирование и обоснование компоновки бурильной колонны и её расчет

2.11 Проектирование конструкции обсадных колонн из условия равнопрочности по длине

2.12 Расчёт параметров цементирования

2.13 Технология спуска обсадных колонн и цементирования

2.14.1 Вторичное вскрытие пласта

2.14.2 Вызов притока из пласта

2.15 Выбор и обоснование буровой установки, ее комплектование

3. Вспомогательные цехи и службы

3.1 Ремонтная база

3.2 Энергетическая база

3.3 Водные ресурсы и водоснабжение

3.4 Приготовление раствора

3.5 Транспорт

3.6 Связь и диспетчерская служба

3.7 Культурно-бытовое и медицинское обслуживание

4. Безопасность жизнедеятельности

4.1 Безопасность в рабочей зоне

4.2 Охрана окружающей среды

4.3 Чрезвычайные ситуации

5. Организационно-экономическая часть

5.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия Стрежевской филиал ЗАО " Сибирская сервисная компания " (СФ ЗАО "ССК")

5.2 Анализ основных технико-экономических показателей (ТЭП) и баланса рабочего времени буровых бригад

5.3 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению ТЭП

5.4 Определение нормативной продолжительности строительства скважин

5.5 Расчет экономической эффективности разработанных ОТМ

6. Специальная часть

Заключение

Литература

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 186 с., 11 рис., 31 табл., 25 источник, 6 приложений, 6 листов графического материала.

НАКЛОННО НАПРАВЛЕННАЯ СКВАЖИНА, БУРОВАЯ УСТАНОВКА, РЕЖИМ БУРЕНИЯ, БУРОВОЙ РАСТВОР, ПРОФИЛЬ СКВАЖИНЫ, ОБСАДНАЯ КОЛОННА, ОСВОЕНИЕ.

Объектом работы являются эксплуатационные скважины для освоения месторождений Западной Сибири.

Цель работы - совершенствование профилей наклонно направленных скважин и технологии их реализации на Игольско-Таловом месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Игольско-Талового месторождения.

В результате работы спроектирована конструкция и технология проводки скважины глубиной 3105 метров.

Достигнутые результаты: рассмотрена проблема связанная с технологией реализации спецпрофилей скважин на Игольско-Таловом месторождении, приводятся предложения по усовершенствованию этой технологии.

Данная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

## Введение

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородосодержащее сырье.

Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: пользуясь сложившейся ситуацией на мировом рынке возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жесткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения.

Основная цель данного проекта - предложения по совершенствованию технологии реализации спецпрофилей. Использование предложенных решений при бурении скважин на месторождениях западносибирского региона несет реальную прибыль предприятиям нефтяной отрасли.

## 1. Общая и геологическая часть

## 1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

Географо-экономическая характеристика района работ представлена в табл.1.1

Таблица 1.1 *Географо-экономическая характеристика района работ*

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование данных | Характеристика |
| Площадь (месторождение) | Игольско-Таловое |
| Административное положение  Республика  Область (край)  Район | Россия  Томская  Каргасокский |
| Температура воздуха, градус:  среднегодовая  наибольшая летняя  наименьшая зимняя | 3  +36  55 |
| Среднегодовое количество осадков, мм | 500 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 2,25 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 244 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки | 188 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град | 45 |
| Рельеф местности | равнинный |
| Состояние местности | заболочена на 40-70% |
| Растительный покров | болото, лес представлен сосной, осиной, берёзой |
| Толщина почвенного слоя, м | 0,50 |
| Толщина снежного покрова, м | 0,60 |
| Водоснабжение | Артезианская скважина, водовод диаметром 0,073 метра в две нитки по поверхности земли, теплоизолирован. |
| Местные стройматериалы | Карьер, грунт 2 категории |
| Подъездные пути | Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины. |

Расстояние до областного центра-650км, до поселка Новый Васюган-120км, до вахтового поселка Пионерный-250км.

Основным видом для доставки грузов является автотранспорт. К месторождению проложены магистральные пути с твердым покрытием, водных транспортных путей нет.

Для перевозки рабочего персонала используют вертолеты и автобусы. Из поселка Пионерный регулярно вылетают вахтовые рейсы самолетом Ан-24, перевозящие работников, проживающих в Томске.

Обзорная карта путей сообщения на месторождении представлена на рис.1.1.

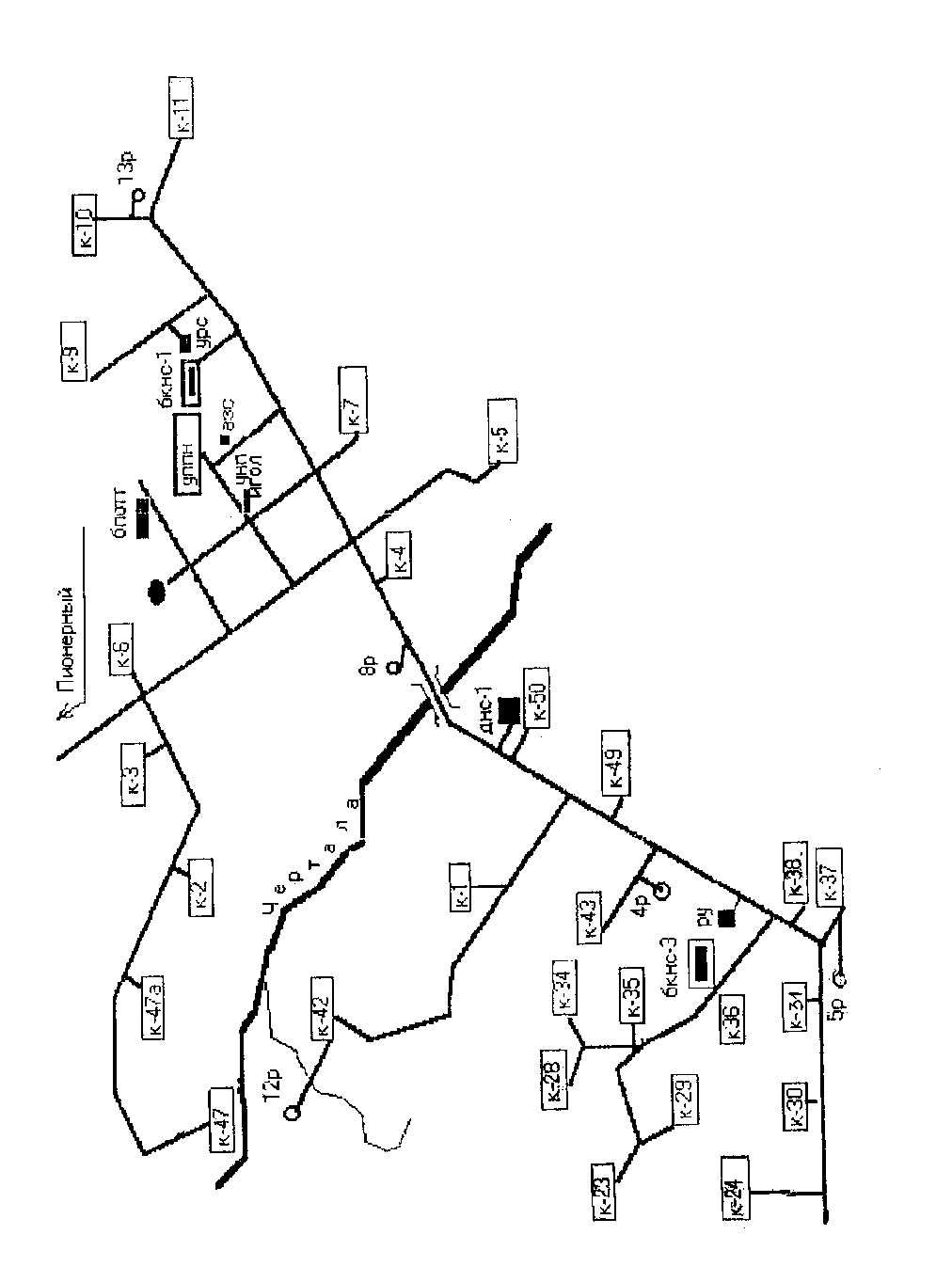


Рис. 1.1 Схема расположения дорог и кустов на Игольско-Таловом месторождении.

## 1.2 Геологические условия

Проектный литолого-стратиграфический разрез Игольско-Талового месторождения составлен на основании данных поисковых и разведочных работ. Данные о стратиграфическом делении разреза приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 *Стратиграфическое деление разреза скважины*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина залегания, м | | Стратиграфическое деление разреза. | | Коэффициент кавернозности |
| от | до | Название | Индекс |
| 0  60  230  340  500  540  700  840  860  1750  1810  2350  2430  2740  2760  2810 | 60  230  340  500  540  700  840  860  1750  1810  2350  2430  2740  2760  2810  2830 | Четвертичные отложения.  Некрасовсая свита.  Чеганская свита.  Люмиварская свита.  Талицкая свита.  Ганькинская свита.  Березовская свита.  Кузнецовская свита.  Покурская свита.  Алымская свита.  Вартовская свита.  Тарская свита.  Кулащинская свита.  Баженовская + Георгиевская свита.  Васюганская свита.  Тюменская свита. | Q  P3  P2 - P3  P2/2  P1  K2  K2  K2  K1 - K2  K1  K1  K1  J3  J3  J3  J1 - J2 | 1,2  1,2  1,2  1,2  1,2  1,7  1,7  1,7  1,7  1,7  1,7  1,1  1,1  1,1  1,1  1,1 |

Данные о физико-механических и фильтрационно-емкостных свойствах горных пород приведены в таблице 1.3.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 1.3 Механические и фильтрационно-емкостные свойства горных пород по разрезу скважины | Категория по промысловой классификации | | 13 | М | M | M | M | M | М | МС | МС |
| Категория абразивности | | 12 | X  IV | IV  X  X | IV  X | IV | IV  X | IV  X | IV  X  X | IV |
| Глинистость,% | | 11 | 10  100 | 100  20  35 | 100  15 | 100 | 100  40 | 100  12 | 100  20  12 | 100 |
| Карбонатность,% | | 10 | 0  0 | 0  0  0 | 0  0 | 0 | 4  5 | 10  3 | 0  0  3 | 10 |
| Пористость,% | | 9 | 30  20 | 20  30  17 | 20  30 | 20 | 20  25 | 20  27 | 20  22  27 | 20 |
| Проницаемость, мкм2 | | 8 | 0.25  0 | 0  0,25  0,05 | 0  0,1 | 0 | 0  0.25 | 0  0,15 | 0  0,21  0,15 | 0 |
| Предел  текучести, МПа | | 7 | 30 | 60 | 70 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Твердость, МПа | | 6 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Плотность,  г/см3 | | 5 | 2,1  2,4 | 2,4  2,1  2,2 | 2,4  2,3 | 2.4 | 2.4  2.2 | 2.4  2.2 | 2,4  2,2  2,1 | 2,4 |
| Краткое название горной породы | | 4 | пески  глины | глины  пески  супеси | глины  пески | глины | глины  супеси | глины  супеси | глины  пески  супеси | глины |
| Индекс стратиграфического подраздел. | | 3 | Q | P3 | P2 - P3 | P2/2 | P1 | K2 | K2 | K2 |
| Интервал, м | до | 2 | 60 | 230 | 340 | 500 | 540 | 700 | 840 | 860 |
| от | 1 | 0 | 60 | 230 | 340 | 500 | 540 | 700 | 840 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 13 | MC | MC | MC | MC | MC | С | С | С |
| 12 | IV  X  VI  X | IV  X  VI | VI  X  VI | X  VI | VI  X  VI | VI | X  VI | VI  X |
| 11 | 100  20  20  12 | 100  20  20 | 100  20  20 | 20  100 | 100  20  15 | 100 | 20  100 | 100  25 |
| 10 | 3  3  3  3 | 3  3  3 | 3  3  3 | 3  3 | 3  3  3 | 10 | 8  5 | 5  5 |
| 9 | 20  28  20  27 | 20  25  22 | 18  30  20 | 22  20 | 17  24  20 | 16 | 20  16 | 16  22 |
| 8 | 0  0,03  0,03  0,2 | 0  0,0025  0,002 | 0  0,002  0,0015 | 0,002  0 | 0  0,002  0,0015 | 0 | 0,001  0 | 0  0,005 |
| 7 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| 6 | 100  150  150  250 | 150  200  200 | 150  200  200 | 200  150 | 150  200  200 | 500 | 1000  500 | 250  200 |
| 5 | 2,4  2,1  2,1  2,2 | 2,4  2,1  2,1 | 2,4  2,2  2,2 | 2,2  2,4 | 2,4  2,2  2,3 | 2,45 | 2,3  2,45 | 2,4  2,2 |
| 4 | глины  песчаники  алевролиты  пески | глины  песчаники  алевролиты | песчаники  аргиллиты  алевролиты | песчаники  аргиллиты | аргиллиты  песчаники алевролиты | аргиллиты | песчаники  аргиллиты | аргиллиты  песчаники |
| 3 | K1 - K2 | K1 | K1 | K1 | K1 | J3 | J3 | J1 - J2 |
| 2 | 1750 | 1810 | 2350 | 2430 | 2740 | 2760 | 2810 | 2830 |
| 1 | 860 | 1750 | 1810 | 2350 | 2430 | 2740 | 2760 | 2810 |

Градиент давлений и температура по разделу скважины приведены в табл.1.4

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | | Градиенты давлений, МПа/м | | | | Температура в конце интервала, 0С |
| от | до | пласто-вого | порового | гидрораз-рыва | горного |
| 0  60  230  340  500  540  700  840 | 60  230  340  500  540  700  840  860 | 0,01 | 0,01 | 0,02 | 0,22 | 3  6  8  10  11  16  20  20  50  52  74  78  91  92  94  94 |
| 860  1750  1810  2350  2430 | 1750  1810  2350  2430  2750 | 0,0101 | 0,0101 | 0,018 | 0,023 |
| 0,017 |
| 2750  2770  2820 | 2770  2820  2830 | 0,0102 | 0,0102 |
| 0,024 |
|

Ожидаемые осложнения приведены в табл.1.5

Таблица 1.5 *Ожидаемые осложнения и их характеристика*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | | Вид осложнения. | Характеристика. |
| от | до |
| 0  2350 | 230  2430 | Поглощение бурового раствора. | Интенсивность поглощения:  до 1м3/ час. |
| 0  1810 | 840  2350 | Осыпи и обвалы стенок скважины. | Проработка до 200 м. |
| 0 | 2430 | Прихваты бурильной колонны. |  |
| 860  2800 | 2770  2830 | Водопроявление. | q=1,01 г/см3 |
| 2760 | 2830 | Нефтепроявление. | q=0,76 г/см3 |

## 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Продуктивный пласт J3 залегает на глубине 2760….2770 метров, имея следующие характеристики:

коллектор неустойчивый, однородный;

тип коллектора - поровый;

плотность флюида: в пластовых условиях 0,76 г/см3

после дегазации 0,86 г/см3

содержание по весу: серы 0,3%

парафина 2,76%

ожидаемый дебит 120 м3/сутки

параметры растворенного газа: газовый фактор 47 м3/м3

давление насыщения в пластовых условия 8,4 М Па

содержание по объему: сероводорода 0%

углекислого газа 1,75%

Характеристика водоносности приведена в табл.1.6

Данные о геофизических исследованиях скважины приведены в приложении А.

Таблица 1.6 Водоносность

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип вод | | | | гидрокарбонаткальциевый | хлоркальциевый |
| Степень минерализации мг. экв | | | | - | 15  14  20  26 |
| Химический состав воды в мг. эквивалентной форме | | катионы | Ca | - | 1  11  19  9 |
| Mg | - | 1  1  2  3 |
| Nа | - | 48  38  33  88 |
| анионы | HCO3 | - | 1  0  1  2 |
| SO4 | - | 0  0  0  0 |
| Cl | - | 50  50  49  98 |
| Фазовая проницаемость, мкм2 | | | | 0,0250 | 0,15  0,003  0,003  0,001 |
| Свободный дебит, м3/сут | | | |  | 300  10  28  98 |
| Плотность,  г/см3 | | | | 1,0 | 1,01  1,01  1,01  1,01 |
| Интервал, м | до | | | 230 | 1750  1810  2430  2830 |
| от | | | 60 | 860  1790  2350  2780 |
| Индекс стратиграфического подразделения | | | | P3 | K1 - K2  K1  K1  J1 - J2 |

## 2. Технологическая часть

## 2.1 Выбор и обоснование способа бурения

Одним из ответственных этапов при проектировании технологии проводки скважины - выбор способа бурения, так как он определяет многие технические решения - режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения во многом обусловлен региональными условиями (парк буровых установок, бурильных труб, забойных двигателей и т.д.)

В Российской Федерации распространены следующие способы вращательного бурения:

роторный;

бурение гидравлическими забойными двигателями;

бурение электробурами.

Каждый способ бурения в определенных горно-геологических, технико-экономических и материально-технических условиях имеет свои преимущества.

Бурение роторным способом имеет преимущества:

При бурении глубоких интервалов (более 3500 метров).

Когда оптимальная частота вращения долота находится в пределах 35 - 150 об/мин.

Разбуривание мощных толщ горных пород, для которых целесообразно применять энергоемкие долота.

Бурение скважин в осложненных условиях, требующих применение буровых растворов плотностью более 1,7 гр/см3, большой вязкости и большого СНС.

Бурение скважин с продувкой забоя воздухом и промывкой аэрированной жидкостью с высокой степенью аэрации.

Бурение скважин в условиях высоких забойных температур, более 1500 С.

Бурение вертикальных скважин.

Бурение скважин с помощью гидравлических забойных двигателей имеет преимущества:

При бурении наклонно-направленных и вертикальных скважин глубиной до 3500 метров.

Использование буровых растворов плотностью менее 1,7 гр/см3.

Бурение скважин в условиях низких забойных температур, менее 1400 С.

Из опыта работ по строительству скважин в районах Поволжья, Приуралья и Западной Сибири показывает, что породы средней и малой твердости успешно разбуриваются шарошечными долотами при высоких частотах вращения 400 - 600 об/мин.

Бурение роторным способом в этих условиях при повышенных частотах вращения (150 - 200 об/мин) приводит к быстрому износу бурильных труб, бурильных замков, а также к авариям. Для роторного бурения требуются бурильные трубы повышенной прочности и сбалансированный тяжелый низ бурильной колонны [1].

Учитывая тот факт, что в Западной Сибири бурение электробурами не применяется, а также исходя из геолого-технологических условий бурения, выбирается бурение с помощью гидравлических забойных двигателей. Это позволит добиться простоты конструкции скважины за счет того, что колонна бурильных труб не вращается, тем самым исключается возможность нежелательных осыпей, обвалов стенок скважины, так как бурение в данных геологических условиях идёт по неустойчивым горным породам.

## 2.2 Конструкция и профиль проектной скважины

## 2.2.1 Проектирование и обоснование конструкции скважины

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа обсадной эксплуатационной колонны в районе продуктивного пласта. Конструкция должна отвечать определенным требованиям:

1. Устройство ствола в процессе всего периода эксплуатации.

2. Проведение технологических операций по повышению нефтеотдачи.

3. Возможность проведения ремонтно-изоляционных работ.

4. Максимальная производительность скважины.

Из всех имеющихся способов устройства эксплуатационного забоя для конкретных условий данной скважины: коллектор неустойчивый, водоносный горизонт лежит ниже подошвы продуктивного пласта на 10 метров, выбираем следующий метод: ствол скважины выше продуктивного горизонта при первичном вскрытии остается открытым, не закрепленный обсадными трубами, вскрытие продуктивного горизонта осуществляется на промывочной жидкости, обеспечивающей сохранность открытого ствола скважины. В этом случае бурится до глубины, на 50 м ниже подошвы продуктивного горизонта. Затем в скважину спускается до забоя обсадная колонна и цементируется по всей длине, в последствии обсадная колонна и цементный камень в районе эксплуатационного объекта перфорируется [2].

Этот метод имеет следующие достоинства: прост в реализации; позволяет селективно сообщать скважину с любым пропластком продуктивной залежи; стоимость собственно буровых работ может быть меньше, чем при других методах.

Под несовместимыми условиями бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры процессов бурения нижележащего интервала скважины вызовут осложнения в пробуренном вышележащем интервале, если последний не закреплен колонной. С этой целью строится график совмещенных давлений рис.2.1 на основании данных, представленных в табл.1.5 По графику определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Давление столба промывочной жидкости должно превышать Рпл на глубине 0 - 1200 метров на 10 - 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 - 2500 м на 7 - 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 - 2830 м на 7 - 4%, но не более 3,5 МПа [3].

Из графика следует, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие Рпл <Рбр <Ргр выполняется.

Проектируемое число и глубины спуска обсадных колонн должны обеспечить:

Долговечность скважины.

Герметичное разобщение всех проницаемых пород.

Сохранность запасов полезных ископаемых.

Минимальную вероятность осложнений.

Минимальную металлоемкость.

Минимум затрат на единицу добываемой продукции.

Практически обязательными являются кондуктор и эксплуатационная колонна, направление отсутствует, так как бурение и крепление кондуктора длится двое суток и размыва устья не происходит.

Минимальная глубина спуска кондуктора Н к рассчитывается по формуле, представленной в [1], исходя из условия предупреждения гидроразрыва горных пород:

НК ≥ (РПЛ -10-6⋅L ⋅qФ) / (ΔРГР - 0,1⋅ qФ) м, (2.1)

где РПЛ - максимальное пластовое давление в скважине, МПа; L - глубина скважины, м; qФ - удельный вес флюида, Н/м3; ΔРГР - максимальный градиент гидроразрыва пород, МПа/м.

НК ≥ (28,5 - 10-6⋅2825⋅0,76⋅104) / (0,2 - 0,1⋅0,76⋅104) = 480 м.

Принимается глубина спуска кондуктора исходя из того, что скважина наклонно направленная, по вертикали 600 метров по длине ствола 650 м, исходя из выбранного способа вскрытия продуктивного горизонта, эксплуатационная колонна спускается на глубину 2825 (3100) м.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу в вверх. При этом исходным является диаметр самой нижней колонны, в нашем случае - эксплуатационной, который принимается в зависимости от ожидаемого дебита, притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважины. Ожидаемый дебит проектируемой скважины равен 120 тонн/сутки. Для данного дебита рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны составляет 0,146 м [].

Диаметр долота для бурения ствола под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

dэд=dэм+2⋅δк м, (2.2)

где dэд - диаметр долота под данную колонну, м; dэм - наружный диаметр муфт обсадных труб, м; δк - минимально необходимый радиальный зазор для свободного прохода колонны в скважину при спуске, м.

Наружный диаметр муфт для обсадных труб диаметром 0,146 м - 0,166 м, минимально необходимый радиальный зазор для свободного прохода колонны в скважину при спуске обсадных труб диаметром 0,146 м - 0,01…0,015м [4].

dэд=0,166+2⋅ (0,01…0,015) =0,186…0, 196 м.

Принимается диаметр долота равный 0,2159 м, так как опыт бурения скважин на Игольско-Таловом месторождении показывает эффективность использования долот с этим диаметром на данном интервале.

Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны (кондуктора) рассчитывается следующим образом:

dкв=dэд+2⋅δ м, (2.3)

где dкв - внутренний диаметр кондуктора, м;

dэд - диаметр долота под эксплуатационную колонну, м;

δ - минимально необходимый радиальный зазор для свободного прохода внутри данной колонны долота для бурения под эксплуатационную колонну, м.

Минимально необходимый радиальный зазор равен 0,005…0,01м.

d кв=0,2159+2⋅ (0,005…0,01) =0,2259…0,2359 м.

Принимаем обсадные трубы с диаметром наружным 0,2445 м.

Диаметр долота для бурения ствола под кондуктор рассчитывается по формуле 2.2 Наружный диаметр муфт для обсадных труб диаметром 0,2445 м - 0,270 м, минимально необходимый радиальный зазор для свободного прохода колонны в скважину при спуске обсадных труб диаметром 0,270 м - 0,02…0,025 м [4].

d кд=0,270+2⋅ (0,02…0,025) =0,310…0,320 м.

Выбираем долото диаметром 0,2953 м, так как опыт бурения скважин на Игольско-Таловом месторождении показывает эффективность использования долот с этим диаметром на данном интервале.

Сводные данные о диаметрах долот и обсадных колонн приведены в табл.2.1

Таблица 2.1 *Диаметр долот и обсадных колонн*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Название обсадной  колонны | Диаметр обсадной колонны, м | Диаметр долот под  обсадную колонну, м |
| Кондуктор | 0,2445 | 0,2953 |
| Эксплуатационная | 0,146 | 0,2159 |

## 2.2.2 Обоснование и расчёт профиля проектной скважины

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и, в-третьих, в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом [5].

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Профили скважины классифицируют по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с неизменной интенсивностью искривления. По указанному признаку профили наклонно направленных скважин подразделяются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальные. Кроме того, профили подразделяются на плоские - расположенные в одной вертикальной плоскости, и пространственные, представляющие собой пространственную кривую линию. В данном разделе рассматриваются только плоские профили [5].

Исходя из условий, представленных в специальной части дипломного проекта, для реализации поставленных задач применим пятиинтервальный профиль скважины (рис.2.2). Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла, участок падения зенитного угла до 00 или близких к нему значений и второй вертикальный участок.

При проведении расчетов пользуемся следующими условными обозначениями: h - глубина скважины по вертикали, м; S - общий отход скважины (смещение), м; n - вертикальная проекция n-го интервала, м; Sn - горизонтальная проекция n-го интервала, м; ln - длина n-го интервала, м; Rn - радиус кривизны n-го интервала, м; L - глубина скважины по стволу, м; θn - зенитный угол скважины в конце n-го интервала, град.

h

H

H5

θ2

S

R4

R2

H2

H4

S4

S3

S2

H3

H1

Рисунок 2.2 Пятиинтервальный профиль

При расчете пятиинтервального профиля скважины пользуются следующими проектными данными: глубина скважины по вертикали (до подошвы продуктивного пласта) h=2760 м; общий отход скважины S=1149 м; возможная длина интервала стабилизации l3=2249 м; радиус кривизны 4-го интервала R4=498 м; устанавливается длина пятого вертикального участка H5=250м.

Далее определяются промежуточные параметрыR0 и Н по формулам:

R0= R2+ R4 м; (2.4)

R0= 401+498=899 м;

Н= h-Н1-Н5 м; (2.5)

Н= 2760-100-250=2410 м.

Зенитный угол в конце второго интервала по формуле 2.6 составит:

θ2=arcsin (R0 · H- (R0-S) ⋅ (H2-S· (2·R0-S) 2) 0,5/ (H2+ R02 - S · (2 ·R0-S))) град; (2.6)

θ2=arcsin (899· 2410- (899-1149) · (24102-1149· (2·899-1149) 2) 0,5/ (24102+ 8992 - 1149 · (2 ·899-1149))) =27,75 град

Расчет профиля на втором интервале ведется по следующим формулам:

l2 =0,01745· R2 θ2 м; (2.7)

l2 =0,01745· 401 ·27,75 =194 м;

Н2= R2 ·sinθ2 м; (2.8)

Н2= 401 sin27,75=186 м;

S2= R2 · (1-cos θ2) м; (2.9)

S2= 401 · (1-cos 27,75) =46 м.

Остальные параметры определяются по следующим формулам:

Н3= h - Н1 - Н5- (R2+ R4) · sinθ2 м; (2.10)

Н3= 2760-100 - 250- (401+ 498) · sin27,75=1992 м

l3= Н3/cos θ2 м; (2.11)

l3= 1991/cos 27,75=2249 м;

S3= Н3 · tg θ2 м; (2.12)

S3= 1991 · tg27,75=1046 м;

l4 =0,01745· R4 ·θ2 м; (2.13)

l4 =0,01745· 498 ·27,75=242 м;

S4= R4 · (1-cos θ2) м; (2.14)

S4= 498 · (1-cos 27,75) =57 м;

Н4= R4 ·sinθ2 м; (2.15)

Н4= 498 ·sin27,75=232 м;

L= Н1+ l2+ l3+ l4+ Н5 м; (2.16)

L= 100+ 194+ 2249+ 242+ 250=3035 м

h= Н1+ Н2+ Н3+ Н4+ Н5 м; (2.17)

h= 100+186+1992+232+250=2760 м

S= S2+ S3+ S4 м; (2.18)

S= 46+1046+57=1149 м.

Все расчетные параметры заносятся в программу на проводку наклонно направленной скважины отображенной в табл.2.2

Таблица 2.2 *Программа на проводку наклонно направленной скважины*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | | | Зенитный угол, град | | Отклонение, м | | Удлинение ствола, м | | Глубина по стволу, м |
| от | до | длина | нач. | конеч. | на интерв. | всего | на интерв. | всего |
| 0  100  286  2278  2510 | 100  286  2278  2510  2760 | 100  186  1992  232  250 | 0  0  27,75  27,75  0 | 0  27,75  27,75  0  0 | 0  46  1046  57  0 | 0  46  1092  1149  1149 | 0  7  258  10  0 | 0  7  265  275  275 | 100  294  2543  2785  3035 |

При проведении скважины интенсивность пространственного искривления не должна превышать 1,5 град/10 метров.

## 2.3 Разработка режимов бурения

## 2.3.1 Обоснование класса и типоразмеров долот по интервалам бурения

В основу выбора типов долот положены физико-механические свойства горных пород (твердость, абразивность, пластичность и др.).

Рациональным типом долота данного размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, который при бурении в рассматриваемых условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки.

Руководствуясь опытом бурения скважин в аналогичных геологических условиях на площадях Западной Сибири рационально применение трехшарошечных долот.

При бурении под кондуктор в интервале 0 - 650 м геологический разрез представлен глинами, песками, супесями с твердостью по штампу 100 МПа (см. табл.1.3), категорией пород по промысловой классификации М, абразивностью IV - X категории.

Исходя из того, что бурение турбобуром характеризуется высокими частотами вращения породоразрушающего инструмента, для бурения под кондуктор выбираем высокооборотное долото с типом опор "В" - опоры шарошек на подшипниках качения с боковой промывкой, диаметром 295,3 мм. Исходя из многолетнего опыта работ на данном месторождении для бурения под кондуктор применяем долото III 295,3 СЗ-ГВ.

На интервале 650 - 2510 м геологический разрез представлен глинами, песками, супесями, песчаниками, аргиллитами с твердостью по штампу 100 - 200 МПа, категорией пород по промысловой классификации М, МС и абразивностью IV - X категории. Выбирается высокооборотное долото с типом опор "В" - опоры шарошек на подшипниках качения с боковой промывкой, диаметром 215,9 мм. Для бурения под эксплуатационную колонну применяем долота III 215,9 МЗ-ГВ в верхней части интервала и III 215,9 С-ГВ в нижней части.

На интервале 2510 - 3105 м геологический разрез представлен песчаниками, аргиллитами, алевролитами с твердостью по штампу 200 - 500 МПа, категорией пород по промысловой классификации МС, С и абразивностью VI - X категории. Опыт работ на данном месторождении в последние годы показал высокую эффективность применения на этом интервале долот с маслонаполненными опорами 8 ½ MF - 15 производства фирмы "Смитт".

Применяемые долота по интервалам бурения представлены в табл.2.3

Таблица 2.3 *Типоразмеры долот по интервалам бурения*

|  |  |
| --- | --- |
| Интервал, метр | Типоразмер долота |
| 0 - 650  650 - 2550  2550 - 3105 | III 295,3 СЗ-ГВ  III 215,9 МЗ-ГВ, III 215,9 С-ГВ  8 ½ MF - 15 |

## 2.3.2 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условий.

Аналитический расчет на основе качественных показателей физико-механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применение базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

Наиболее точным считается статистический метод расчета осевой нагрузки, после расчета полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

Осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле:

GOC =gO · Д Д кН, (2.19)

где gO - удельная нагрузка на 1 м диаметра долота для бурения в породах данной категории, кН/метр.

Для данного района работ ЗапСибНИИ рекомендует применять следующие удельные нагрузки [4]:

для пород категории М: gO <200 кН/м;

для пород категории МС: gO <200 - 400 кН/м;

для пород категории С: gO <400 - 800 кН/м.

Для бурения под кондуктор на интервале 0 - 650 м gO=200 кН/м, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М. Тогда по формуле (2.19):

GOC =200·0,295=59,06 кН.

Расчетное значение осевой нагрузки не должно превышать 80% от допустимой по паспорту долота:

GOC<0,8· GДOП кН, (2.20)

где GДOП - допустимая нагрузка на долото по паспорту, кН.

Для долота III 295,3 СЗ-ГВ GДOП=400кН, тогда по формуле (2.20):

GOC<0,8· 400=320 кН.

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что на интервале кондуктора осевая нагрузка составит 60 кН.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 650 -1400 м gO=300 кН/м, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М, МС. Тогда по формуле (2.19):

GOC =300·0,2159=70 кН.

Для долота III 215,9 МЗ-ГВ GДOП=250кН, тогда по формуле (2.20):

GOC<0,8· 250=200 кН.

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что для бурения под эксплуатационную колонну осевая нагрузка на интервале 650 -1400 метров составит 70 кН.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 1400 - 2550 м gO=400 кН/м, так как в интервале представлены породы промысловой классификации МС. Тогда по формуле (2.19):

GOC =400·0,2159=86,36 кН.

Для долота III 215,9 С-ГВ GДOП=250кН, по формуле (2.20):

GOC<0,8· 250<200 кН.

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что для бурения под эксплуатационную колонну осевая нагрузка на интервале 1400 - 2550 м составит 90 кН.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 2550 - 3105 м gO=800 кН/м, так как в интервале представлены породы промысловой классификации МС. Тогда по формуле (2.19):

GOC =800·0,2159=172,72 кН.

Для долота 8 ½ MF-15 GДOП=319кН, тогда по формуле (2.20):

GOC<0,8· 319<255,2 кН.

Условие выполняется. Из полученных данных следует, что для бурения под эксплуатационную колонну осевая нагрузка на интервале 2550 - 3105 м составит 180 кН.

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в табл.2.4

Таблица 2.4 *Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения*

|  |  |
| --- | --- |
| Интервал, метр | Осевая нагрузка, кН |
| 0 - 650  650 - 1400  1400 - 2550  2550 - 3105 | 60  70  90  180 |

## 2.3.3 Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные частоты вращения долот, при которых разрушение горных пород максимально.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

для долот типа М 250 - 400 об/мин;

для долот типа МС 150 - 300 об/мин;

для долот типа С 100 - 200 об/мин.

Превышение оптимальных частот вращения вызывает снижение механической скорости бурения и, как следствие, быструю поломку долота.

Расчет частоты оборотов ведется по 3 методам:

Статистический метод (по предельной окружной скорости).

Технологический метод (по износу опор долота).

Аналитический метод (по времени контакта зубьев долота с породой).

Расчет оптимальной частоты вращения долот статистическим методом производится по формуле:

n= (60·Vлин) / (π·ДД) об/мин, (2.21)

где n - частота оборотов долота, об/мин;

Vлин - рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

Для пород:

типа М и МЗ Vлин =3,4…2,8 м/с;

типа МС и МСЗ Vлин =2,8…1,8 м/с;

типа С и СЗ Vлин =1,8…1,3 м/с.

для пород категории С: gO <400 - 800 кН/метр.

Для бурения под кондуктор на интервале 0 - 650 метров Vлин =3,4, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М, по формуле (2.21):

n= (60·3,4) / (3,14·0,2953) =220 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 650 -1400 м Vлин =3,4, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М, МС, по формуле (2.21):

n= (60·3,4) / (3,14·0,2159) =300 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 1400 - 2550 м Vлин =2,8, так как в интервале представлены породы промысловой классификации МС, по формуле (2.21):

n= (60·2,8) / (3,14·0,2159) =250 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 2550 - 3105 м Vлин =1,3, так как в интервале представлены породы промысловой классификации С, по формуле (2.21):

n= (60·1,3) / (3,14·0,2159) =115 об/мин.

Расчет оптимальной частоты вращения долот технологическим методом по износу опор долот производится по формуле:

n=То/ (0,02· (α+2)) об/мин, (2.22)

где α - коэффициент, характеризующий свойства горных пород (для М=0,7…0,9; для С=0,5…0,7);

То - константа, характеризующая стойкость опор долота, которая определяется по формуле:

То=0,0935·Дд. (2.23)

Для бурения под кондуктор на интервале 0 - 650 м α=0,9, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М, по формуле (2.22):

n=0,0935·295,3/ (0,02· (0,7+2)) =521 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 650 -2550 м, α=0,7, так как в интервале представлены породы промысловой классификации М, МС по формуле (2.22):

n=0,0935·215,9/ (0,02· (0,7+2)) =380 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 2550 - 3105 м α=0,5, так как в интервале представлены породы промысловой классификации С, по формуле (2.22):

n=0,0935·215,9/ (0,02· (0,5+2)) =404 об/мин.

Расчет оптимальной частоты вращения долот аналитическим метод по времени контакта зубьев долота с породой производится по формуле:

n=39/ (τК·Z) об/мин, (2.24)

где Z - количество зубьев на периферийном венце шарошки;

τК - минимальная продолжительность контакта зуба с породой, зависящая от категории горной породы:

для упругопластичных пород τК = 6·10-3 сек;

для пластичных пород τК =3… 6·10-3 сек;

для упругохрупких пород τК = 6…8·10-3 сек.

Для бурения под кондуктор на интервале 0 - 650 м τК = 6·10-3 сек, так как интервал представлен упругопластичными породами. Для долота III 295,3 СЗ-ГВ Z=22, тогда по форм. (2.24):

n=39/ (6·10-3 ·22) =295 об/мин.

Для бурения под эксплуатационную колонну на интервале 650 -3105 м τК = 6·10-3 сек, так как интервал представлен упругопластичными породами. Для долота III 215,9 МЗ-ГВ, III 215,9 С-ГВ,8 ½ MF - 15 Z=22, тогда по формуле (2.24):

n=39/ (6·10-3 ·24) =270 об/мин.

Полученные значения частот вращения представлены в табл.2.5

Таблица 2.5 *Оптимальная* *частота вращения долот на интервалах бурения*

|  |  |
| --- | --- |
| Интервал, м | Частот вращения, об/мин |
| 0 - 650  650 - 1400  1400 - 2550  2550 - 3105 | 220  300  160  115 |

## 2.3.4 Обоснование и выбор очистного агента

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них - обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми горными породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяется составом дисперсной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь, учитывая геологические условия.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют:; КМЦ марки Габроил HV - высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; сайпан - относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) - фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных неингибированных растворов; кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывание агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормагниевыми водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования рН бурового раствора; ФК - 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПКД - 515 - гармоничная сочетающуюся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Согласно "Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности" действующим с 1998 года давление столба промывочной жидкости должно превышать Рпл на глубине 0 - 1200 метров на 10 - 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 - 2500 м на 7 - 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 - 2850 м на 7 - 4%, но не более 3,5 МПа (по вертикали). Пластовое давление рассчитывается по формуле:

Рпл =grad Рпл ·Н МПа, (2.25)

где grad Рпл - градиент пластового давления в интервале, МПа/м;

Н - глубина интервала, м. Удельный вес бурового раствора, исходя из пластового давления, определяется по формуле:

qБР=Рпл/g·Н+ (0,1…0,15) · Рпл/g·Н Н/см3, (2.26)

где g - ускорение свободного падения, м/с2; g=9,8 м/с2

0,1…1,5 - необходимое превышение гидростатического давления над пластовым.

Величина статистического напряжения сдвига через 10 минут определяется по формуле:

СНС10 >5· (2-exp (-110·d)) ·d· (qП-qБР) дПа, (2.27)

где d - диаметр частицы шлама, м;

qП - удельный вес горной породы, Н/см3.

Величина статистического напряжения сдвига через 1 минуту определяется по формуле:

СНС1 > (d· (qП-qБР) ·g·К) /6 дПа, (2.28)

где К -коэффициент, учитывающий реальную форму частицы шлама, принимаем К=1,5.

Условная вязкость по рекомендации ВНИИКр нефти определяется как:

УВ< 21· qБР·10-4сек. (2.29)

Показатель водоотдачи по рекомендации ВНИИКр нефти определяется как:

Ф< (6·104/ qБР) +3 см3/30 мин. (2.30)

При бурении под кондуктор удельный вес бурового раствора на интервале 0 - 600 м (по вертикали), имея grad Рпл=0,01 (табл.1.4), по (2.26) составит:

qБР=0,01·600 /9,8·600+ (0,1…0,15) · 0,01·600 /9,8·600=1,12…1,18·104 Н/см3.

Так как породы в этом интервале склонны к осыпям и обвалам, то принимаем дельный вес бурового раствора 1,18·104 Н/см3.

Величина статистического напряжения сдвига через 10 минут при бурении под кондуктор на интервале 0 - 600 м, имея qП=2,4·104 Н/см3 и d =8·10-3м, по (2.27) составит:

СНС10 >5· (2-exp (-110·5·10-3)) ·8·10-3 · (2,4-1,18) ·104=40 дПа.

Величина статистического напряжения сдвига через 1 минуту при бурении под кондуктор на интервале 0 - 600 м по формуле (2.28) составит:

СНС1 > (8·10-3 · (2,4-1,18) ·104·9,8·1,5) /6=20 дПа.

Условная вязкость при бурении под кондуктор на интервале 0 - 600 м по формуле (2.29) составит:

УВ< 21·1,18·104 ·10-4=25сек.

Показатель водоотдачи при бурении под кондуктор на интервале 0 - 600 м по формуле (2.30) составит:

Ф< (6·104/ 1,18·104) +3=8 см3/30 мин.

Примем значение показателя водоотдачи Ф=8 см3/30 мин.

При бурении под эксплуатационную колонну удельный вес бурового раствора на интервале 600 - 1200 м при grad Рпл=0,01, по формуле (2.26) составит:

qБР=0,01·1200 /9,8·1200+ (0,1…1,5) · 0,01·1200 /9,8·1200=1,12…1,18·104 Н/см3.

Принимаем удельный вес бурового раствора при бурении на интервале 600 - 1200 м равный 1,12·104 Н/см3, так как приняв минимально допустимый удельный вес увеличивается механическая скорость при турбинном способе бурения.

При бурении под эксплуатационную колонну удельный вес бурового раствора на интервале 1200 - 2500 м при grad Рпл=0,01, по формуле (2.26) составит:

qБР=0,01·1200 /9,8·2500+ (0,1…0,07) · 0,01·1200 /9,8·2500=1,09…1,12·104 Н/см3.

Принимаем дельный вес бурового раствора при бурении на интервале 1200 - 2500 м равный 1,12·104 Н/см3, так как на интервале возможны прихваты и осыпи стенок скважины.

Величина статистического напряжения сдвига через 10 минут при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 600 - 2500 м при qП=2,4·104 Н/см3 и d =3·10-3м, по форм. (2.27) составит:

СНС10 >5· (2-exp (-110·5·10-3)) ·3·10-3 · (2,4-1,12) ·104=20 дПа.

Величина статистического напряжения сдвига через 1 минуту при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 600 - 2500 м по формуле (2.28) составит:

СНС1 > (3·10-3 · (2,4-1,12) ·104·9,8·1,5) /6=10 дПа.

Условная вязкость при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 600 - 2500 м по формуле (2.29) составит:

УВ< 21·1,12·104 ·10-4=24сек.

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 600 - 2500 м по формуле (2.30) составит:

Ф< (6·104/ 1,12·104) +3=8 см3/30 мин.

Примем значение показателя водоотдачи Ф=8 см3/30 мин.

При бурении под эксплуатационную колонну удельный вес бурового раствора на интервале 2500 - 2830 м, имея grad Рпл=0,0102, по формуле (2.26) составит:

qБР=0,0102·2830/9,8·2830+

(0,04…0,07) ·0,0101·2830/9,8·2830=1,08…1,1·104 Н/см3.

Так как на этом интервале вскрывается продуктивный нефтеносный пласт, то принимаем дельный вес бурового раствора 1,08·104 Н/см3.

Величина статистического напряжения сдвига через 10 минут при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2500 - 2830 м, имея qП=2,4·104 Н/см3 и d =3·10-3м;, по формуле (2.27) составит:

СНС10 >5· (2-exp (-110·5·10-3)) ·3·10-3 · (2,4-1,08) ·104=20 дПа.

Величина статистического напряжения сдвига через 1 минуту при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2500 - 2830 м по формуле (2.28) составит:

СНС1 > (3·10-3 · (2,4-1,08) ·104·9,8·1,5) /6=10 дПа.

Условная вязкость при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2500 - 2830 м по формуле (2.29) составит:

УВ< 21·1,08·104 ·10-4=23сек.

Показатель водоотдачи при бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2500 - 2830 м по формуле (2.30) составит:

Ф< (6·104/ 1,08·104) +3=8 см3/30 мин.

Примем значение показателя водоотдачи Ф=6…4 см3/30 мин.

Уровень рН по всем интервалам принимаем равный 8, так как применяемый комплекс химреагентов обеспечивает стабильную работу при уровне рН>8.

Показатель содержания песка, исходя из опыта бурения скважин на данной площади, по всем интервалам принимаем равный 1%.

Так как проектируемая скважина является наклонно направленной, то проектируемые параметры бурового раствора представлены по длине ствола и сведены в табл.2.6

Таблица 2.6 *Параметры бурового раствора на интервалах бурения*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал бурения, м | | Удельный вес, 104 Н/см3 | СНС10 дПа | СНС1 дПа | Условная вязкость, сек | Показатель фильтрации, см3/30 мин | рН | П,% |
| от | до |
| 0 | 650 | 1,18 | 40 | 20 | 25 | 8 | 8 | 1 |
| 650 | 2650 | 1,12 | 20 | 10 | 24 | 8 | 8 | 1 |
| 2650 | 3105 | 1,08 | 20 | 10 | 23 | 6 - 4 | 8 | 1 |

## 2.3.5 Расчет необходимого расхода очистного агента

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

эффективную очистку забоя скважины от шлама;

транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;

нормальную (устойчивую) работу забойного двигателя;

сохранение целостности и нормального диаметра ствола скважины (предупреждение эрозии стенок скважины и гидроразрыва пород).

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины делается по формуле:

Q=К· SЗАБ л/сек, (2.31)

где

К - коэффициент удельного расхода жидкости равный 0,3…0,65 м3/сек на 1 м2 забоя, принимается К=0,65;

SЗАБ - площадь забоя м2, определяется по формуле:

SЗАБ =0,785·ДД2 м2. (2.32)

При бурении под кондуктор долотом диаметром 0,2953 м по формуле (2.31):

Q=0,65·0,785·0,29532 =0,044 м3/сек.

При бурении эксплуатационную колонну долотом диаметром 0,2159 м по формуле (2.31):

Q=0,65·0,785·0,21592 =0,023 м3/сек.

Расчет расхода промывочной жидкости по скорости восходящего потока определяется по формуле:

Q=VВОСХ·SКП м3/сек, (2.33)

где VВОСХ - скорость восходящего потока; рекомендуемая скорость согласно промысловой классификации горных пород находится в пределах: М=0,9…1,3 м/сек, С=0,7…0,9 м/сек.

SКП - площадь кольцевого пространства, м2, которая рассчитывается по формуле:

SКП =0,785· (ДД2 - dБТ2) м2, (2.34)

где dБТ - диаметр бурильных труб, м2; принимаем dБТ =0,147 метра.

При бурении под кондуктор долотом диаметром 0,2953 м принимаем VВОСХ =0,9 согласно промысловой классификации, по формуле (2.33):

Q=0,9·0,785· (0,29532 - 0,1472) =0,046 м3/сек.

При бурении под эксплуатационную колонну долотом диаметром 0,2159 м на интервале 650 -1400 метров принимаем VВОСХ =0,9 согласно промысловой классификации, по формуле (2.33):

Q=0,9·0,785· (0,21592 - 0,1472) =0,017 м3/сек.

При бурении под эксплуатационную колонну долотом диаметром 0,2159 м на интервале 1400 - 3105 метров принимаем VВОСХ =0,7 согласно промысловой классификации, по формуле (2.33):

Q=0,7·0,785· (0,21592 - 0,1472) =0,014 м3/сек.

Расчет расхода промывочной жидкости, исходя из условия создания гидромониторного эффекта, рассчитывается по формуле:

Q=Fн·0,75 м3/сек, (2.35)

где Fн - площадь поперечного сечения насадок, м2; определяется по формуле:

Fн = π·dН/4·m м2, (2.36)

где dН - диаметр насадок, м;

m - число насадок, m=3.

При бурении под кондуктор долотом III 295,3 СЗ-ГВ, имеющем dН =0,015 м по формуле (2.35):

Q=3,14·0,015/4·3·0,75=0,039 м3/сек.

При бурении под эксплуатационную колонну долотами III 215,9 МЗ-ГВ, III 215,9 С-ГВ, 8 ½ MF - 15 имеющими dН =0,01 м по формуле (2.35):

Q=3,14·0,01/4·3·0,75=0,017 м3/сек.

Расчет расхода промывочной жидкости, обеспечивающий вынос шлама ведется по формуле:

Q= VКР·SMAX+ (SЗАБ ·VMЕХ· (jП -jЖ)) / (jСМ - jЖ) м3/сек, (2.37)

где VКР - скорость частиц шлама относительно промывочной жидкости, м/сек; VКР =0,5 м/сек;

SMAX - максимальная площадь кольцевого пространства в открытом стволе, м2, определяемая по формуле (2.34);

VMЕХ - механическая скорость бурения, м/сек; применяем VMЕХ =0,005 м/сек;

jП - удельный вес породы, Н/м3;

jЖ - удельный вес промывочной жидкости, Н/м3;

jСМ - удельный вес смеси шлама и промывочной жидкости, Н/м3;

jСМ - jЖ=0,01…0,02·104 Н/м3; принимаем 0,02·104 Н/м3.

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, обеспечивающий вынос шлама, по формуле (2.37) составит:

Q=1,5·0,785· (0,29532 - 0,1472) + (0,785·0,29532· 0,005· (2,4·104 - 1,18·104)) /0,02·104 =0,049 м3/с.

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, обеспечивающий вынос шлама, по формуле (2.38) составит:

Q=0,5·0,785· (0,21592 - 0,1472) + (0,785·0,21592· 0,05· (2,4·104-1,08·104)) /0,02·104 =0,029 м3/с.

Расчет расхода промывочной жидкости, предотвращающего размыв стенок скважины, ведется по формуле:

Q= VКП MAX·SMIN м3/сек, (2.38)

где SMIN - минимальная площадь кольцевого пространства;

VКП MAX - максимально допустимая скорость течения, жидкости в кольцевом пространстве, м/сек; принимаем VКП MAX =1,5 м/сек.

Максимальные диаметры бурового инструмента: при бурении под кондуктор - турбобур диаметром 0,240 м, при бурении под эксплуатационную колонну - турбобур диаметром 0, 195 м.

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, предотвращающий размыв стенок скважины по формуле (2.38) составит:

Q=1,5·0,785· (0,29532 - 0,2402) =0,035 м3/сек.

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, предотвращающий размыв стенок скважины составит по формуле (2.38):

Q=1,5·0,785· (0,21592 - 0, 1952) =0,01 м3/сек.

Расчет расхода промывочной жидкости, для предотвращения прихватов ведется по формуле:

Q= VКП MIN·SMAX м3/сек, (2.39)

Где VКП MIN - минимально допустимая скорость промывочной жидкости в кольцевом пространстве;

принимаем VКП MIN =0,5 м/сек;

SMAX - максимальная площадь кольцевого пространства; минимальный диаметр бурового инструмента у бурильных труб диаметр =0,127 м.

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит по формуле (2.39):

Q=0,5·0,785· (0,29532 - 0,1272) ·103=0,027 м3/сек.

При бурении под эксплуатационную колонну расход промывочной жидкости, предотвращающий прихваты составит по формуле (2.39):

Q=0,5·0,785· (0,21592 - 0,1272) ·103=0,012 м3/сек.

Окончательный выбор расхода промывочной жидкости обусловлен производительностью насосов при заданном коэффициенте наполнения по формуле:

Q=m·n·Qн м3/сек, (2.40)

где m - коэффициент наполнения (m=0,8);

n - число насосов;

Qн - производительность насоса с коэффициент наполнения m=1,0.

В расчете принимаеются4 показатели бурового насоса УНБТ - 950 с диаметром втулок равным 160 мм Qн=0,037 м3/сек.

При бурении под кондуктор расход промывочной жидкости составит по формуле (2.40):

Q=0,8·2·0,037=0,059 м3/сек

При бурении под эксплуатационную колонну расход составит:

Q=0,8·1·0,037=0,029 м3/сек

Расчетные значения расхода промывочной жидкости на интервалах бурения заносим в табл. 2.7.

Таблица 2.7 *Расход промывочной жидкости по интервалам бурения*

|  |  |
| --- | --- |
| Интервал, метр | Расход промывочной жидкости, м3/сек |
| 0 - 650  650 - 3105 | 0,059  0,029 |

## 2.4 Разработка рецептур бурового раствора

В данном разделе обосновывается рецептура приготовления бурового раствора с параметрами, рассчитанными в разделе 2.3.4

Приготовление бурового раствора производится из бентонитового глинопорошка марки ПБМА и технической воды. Расчет количества применяемых компонентов ведется по методике, представленной в [6].

Исходные данные:

mГ, mВ - масса глины и воды, кг;

Vг,Vв - объем глины и воды, м3;

qГ, q БР, qВ - удельный вес глины, бурового раствора и воды, Н/м3;

n - влажность глины в долях единицы.

Расчет количественных показателей для приготовления 1 м3 глинистого раствора с заданным удельным весом ведется по формулам:

mГ =qГ· (q БР - qВ) / (qГ - qВ · (1-n+n·qГ)) кг; (2.41)

Vг= mГ · (1-n+n·qГ) / qГ м3; (2.42)

Vв=1 - Vг м3; (2.43)

mВ= Vв · qВ кг. (2.44)

Качественные показатели бентонитового глинопорошка марки ПБМА, применяемого для приготовления бурового раствора: qГ =2,25·104, n = 0,08.

По представленным формулам рассчитывается:

mГ =2,25·104· (1,18·104-1,0·104) / (2,25·104-1,0·104· (1-0,08+0,08·2,25·104)) =358 кг;

Vг=358· (1-0,08+0,08·2,25·104) / 2,25·104 =0,175м3;

Vв=1 - 0,175=0,825 м3;

mВ= 0,825 · 1,0·104 =825кг.

Для бурения кондуктора необходимо приготовление 80 м3 бурового раствора с заданным удельным весом, для этого потребуется:

mГ =358 ·80=30800 кг;

Vг=0,175 ·80=14 м3;

Vв=0,825 · 80=66 м3;

mВ=825 · 80=66000 кг.

Регулирование фильтрации бурового раствора осуществляется реагентами: сайпан или КМЦ. Для обработки бурового раствора сайпаном готовится 1,5% - и водный раствор (15 кг сухого реагента на 1 м3 воды). При первичной обработке добавка сайпана составляет 0,1%, то есть 1 кг сухого реагента на 1 м3 бурового раствора. Раствор сайпана вводится за 1цикл циркуляции. Для последующих обработок достаточно введения 1% - го (10 кг на 1 м3 воды) водного раствора сайпана из расчета 0,5 кг на 1 м3 бурового раствора. Раствор реагента вводится за 2 цикла.

При бурении под кондуктор сайпан вводится из расчета не более 0,3 кг на 1 м3 бурового раствора, что обеспечивает вязкость 35 - 40 секунд и фильтрацию 8 см3 за 30 мин, при бурении интервала 670 - 1300 м в количестве 0,7 кг/м3 бурового раствора, при бурении интервала 1300 - 1830 м 1,4 кг/м3 раствора для снижения фильтрации до 5 см3/30 мин.

Для увеличения вязкости бурового раствора необходимо применение химреагента КМЦ высоковязкой марки. Обработка бурового раствора производится водным раствором КМЦ марки Габройл НV из расчета 1: 10 от количества химреагента сайпан.

Для снижения коэффициента трения и липкости глинистой корки а также для сохранения коллекторских свойств пласта применяется химреагент ФК - 2000. Обработка бурового раствора производится 10% - й водной эмульсией из расчета 5 кг на 1 м3 бурового раствора.

В интервале бурения из-под кондуктора в целях исключения действия соединений Са необходимо сбросить раствор, на котором разбуривается цементный стакан, обязательна обработка бурового раствора кальцинированной содой.

Перед вскрытием продуктивного пласта для сохранения коллекторских свойств вводится ПАВ. Приготовление раствора ПКД - 515 из товарного продукта производят в глиномесе, используя техническую воду. ПКД - 515 вводят в глиномес, наполненный на 2/3 объёма водой в количестве 200 литров товарного продукта и тщательно перемешивают в течение 30-40 минут. Водный раствор ПКД - 515 вводят в буровой раствор в течение 2-х циклов, непосредственно при вскрытии продуктивного пласта.

В качестве разжижителя используется НТФ, которая вводится в буровой раствор в виде 1% водного раствора (10 кг реагента на 1 м3 воды). Добавки фосфоновых комплексонов составляют 0,01-0,05% от массы бурового раствора. Для первоначального утяжеления бурового раствора используется бентонитовый глинопорошок марки ПБМА с выходом 12-13 м3 из 1 тонны, плотностью 2,2 - 2,3 г/см3, влажностью 6-10%. Для утяжеления бурового раствора вводится глинопорошок из расчета на каждые 0,01 г/см3 - 20 кг на 1 м3 раствора. Так как предлагаемая рецептура приготовления бурового раствора не претерпела изменений, то принимаются данные о расходе химреагентов на 1 м проходки взятые из группового технического проекта на строительство скважин на Игольско-Таловом месторождении и приведены в табл.2.8.

Таблица 2.8 *Нормы расхода химреагентов при строительстве скважины*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Количество | | |
| На 1 м проходки в интервале  0 - 650 | На 1 м проходки в интервале  650 - 3105 | На скважину |
| Сайпан | 0,14 кг | 0,36 кг | 975 кг |
| ФК-2000 | 0,55 кг | 1,0 кг | 2800 л |
| ПАВ (ПКД-515) | -- | -- | 200 л |
| НТФ | -- | 0,04 кг | 100 кг |
| Кальцинир. сода | -- | 0,05 кг | 120 кг |
| Габроил НV | 0,04 кг | 0,04 кг | 125 кг |
| Бентонит | -- | -- | 30800 кг |

## 2.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбор типа забойного двигателя производится в зависимости от проектного профиля скважины, размера долот, режимных параметров. Выбор забойного двигателя с оптимальными характеристиками позволяет достичь высоких качественных показателей. Основные требования к забойным двигателям:

Диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от Дд.

Расход промывочной должен быть близким к номинальному забойного двигателя (см. табл.2.6).

Крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины.

Забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород (см. табл.2.5).

Характеристики применяемых турбобуров и турбинных отклонителей производства Кунгурского машиностроительного завода представлены в табл.2.9 и 2.10, характеристика винтового забойного двигателя производства Пермского филиала ВНИИБТ приведена в табл.2.11

Таблица 2.9 *Характеристики турбобуров*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Характеристики | А9ГТШ | 3ТСШ1-195 |
| Наружный диаметр корпуса, м | 0,240 | 0, 195 |
| Дина в сборе, м | 23,3 | 25,7 |
| Расход бурового раствора, м3/сек | 0,045 | 0,030 |
| Момент силы на выходном валу, Н⋅м | 3060 | 2009 |
| Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин | 246 | 384 |
| Перепад давления в рабочем режиме, МПа | 5,5 | 3,9 |
| КПД,% не менее | 32 | 51 |
| Наработка на отказ турбинной секции, ч | 1200 | 1200 |
| Масса, кг | 6125 | 4790 |

Таблица 2.10 *Характеристики турбинных отклонителей*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Характеристики | ТО-240К | ТО-195К |
| Наружный диаметр корпуса, м | 0,240 | 0, 195 |
| Дина в сборе, м | 10,2 | 9,8 |
| Угол перекоса, град | 1,5 | 1,5 |
| Расход бурового раствора, м3/сек | 0,045 | 0,030 |
| Момент силы на выходном валу, Н⋅м | 1489 | 1252 |
| Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин | 398 | 375 |
| Перепад давления в рабочем режиме, МПа | 3,4 | 3,7 |
| КПД,% не менее | 32 | 48 |
| Наработка на отказ турбинной секции, ч | 400 | 400 |
| Масса, кг | 2700 | 2350 |

Таблица 2.11 *Характеристика винтового забойного двигателя*

|  |  |
| --- | --- |
| Характеристики | Д2 - 195 |
| Наружный диаметр корпуса, м | 0, 195 |
| Дина в сборе, м | 6,5 |
| Расход бурового раствора, м3/сек | 0,030 |
| Момент силы на выходном валу, Н⋅м | 5200 |
| Частота вращения вала в рабочем режиме, об/мин | 114 |
| Перепад давления в рабочем режиме, МПа | 4,3 |
| Наработка на отказ, ч | 180 |
| Полный назначенный ресурс, ч | 600 |
| Масса, кг | 1100 |

При выборе турбобура необходимо выполнение основного условия:

Мзд>М, (2.45)

где Мзд - необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя, Н⋅м;

М - необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя при работе его на воде, Н⋅м, определяемый по формуле:

М=500· Дд+ (Qоп+120· Дд) · G Н⋅м, (2.46)

где Qоп - опытный коэффициент (Qоп =1…2 Н⋅м/кН) [7] ;

G - осевая нагрузка на интервале бурения (см. табл.2.4), кН.

Необходимый крутящий момент на валу забойного двигателя определяется по формуле:

Мзд=2·Мтн· ( (q·Q2) / (qВ·Qтн2)) Н⋅м, (2.47)

где

Мтн -номинальный крутящий момент на валу забойного двигателя, Н⋅м;

q - удельный вес бурового раствора, Н/см3;

qВ - удельный вес воды, Н/см3;

Q - расход промывочной жидкости, м3/сек;

Qтн - номинальный расход промывочной жидкости, м3/сек.

При бурении под кондуктор по формуле (2.46):

М=500· 0,2953+ (2+120· 0,2953) · 60=2394 Н⋅м.

Для турбобура А9ГТШ по формуле (2.47):

Мзд=2·3060· ( (1,18·104 ·0,0592) / (1·104 ·0,0452)) =12414>2394 Н⋅м.

Условие (2.45) выполняется, следовательно, по этому условию турбобур подходит. Для турбинного отклонителя ТО - 240К по формуле (2.47):

Мзд=2·1489· ( (1,18·104 ·0,0592) / (1·104 ·0,0452)) =6041>2394 Н⋅м.

Условие (2.45) выполняется, следовательно, по этому условию турбинный отклонитель подходит.

При бурении под эксплуатационную колонну на интервале 650 - 2550 м по формуле (2.46):

М=500· 0,2159+ (2+120· 0,2159) · 90=2620 Н⋅м.

Для турбобура 3ТСШ1-195 по формуле (2.47):

Мзд=2·2009· ( (1,1·104 ·0,0302) / (1·104 ·0,0302)) =4420>2620 Н⋅м.

Условие (2.45) выполняется, следовательно, по этому условию турбобур подходит.

Для турбинного отклонителя ТО - 195К по формуле (2.47):

Мзд=2·1252· ( (1,1·104 ·0,0592) / (1·104 ·0,0452)) =2754>2394 Н⋅м.

Условие (2.45) выполняется, следовательно по этому условию турбинный отклонитель подходит.

При бурении под эксплуатационную колонну на интервале 2550 - 3105 м по формуле (2.46):

М=500· 0,2159+ (2+120· 0,2159) · 180=5131 Н⋅м.

Для виинтового забойного двигателя Д2 - 195 по формуле (2.47):

Мзд=2·5200· ( (1,09·104 ·0,0302) / (1·104 ·0,0302)) =11336>5131 Н⋅м

Условие (2.45) выполняется, следовательно, по этому условию турбобур подходит.

## 2.6 Гидравлический расчет промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения - определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Расчет производится по методике, предложенной в [8].

Исходные данные для расчета:

Глубина бурения скважины L, м 2830.

Удельный вес разбуриваемых пород qГП, Н/м3 2,4·104.

Механическая скорость бурения Vм м/с 0,005.

Момент турбобура, необходимый для разрушения породы, Мр Н·м 1450.

Реологические свойства жидкости:

динамическое напряжение сдвига τО, Па 20.

пластическая вязкость η, Па·с 0,027.

Удельный вес бурового раствора qГП, Н/м3 1,08·104.

Тип бурового насоса УНБТ 950.

Число буровых насосов 1.

Наминальный расход насоса Qн, м3/сек 0,037.

Наминальное рабочее давление Рн, МПа 23.

Элементы бурильной колонны

УБТ - 178x90:

длина l1, м 62;

наружный диаметрdн1, м 0,178;

внутренний диаметр dв1, м 0,080.

УБT - 146x74:

длина l2, м 8;

наружный диаметр dн2, м 0,146;

внутренний диаметр dв2, м 0,074.

ТБПВ:

длина l3, м 250;

наружный диаметр dн3, м 0,127;

внутренний диаметр dв3, м 0,109;

наружный диаметр замкового соединения dз3, м 0,170.

ЛБТ:

длина l4, м 2778;

наружный диаметр dн4, м 0,147;

внутренний диаметр dв4, м 0,125;

наружный диаметр замкового соединения dз4, м 0,172.

Элементы наземной обвязки:

Условный диаметр стояка, м 0,168.

Диаметр проходного сечения, м:

бурового рукава 0,102;

вертлюга 0,100;

ведущей трубы 0,85.

Определяются потери давления в бурильных трубах.

Вычисляются потери давления внутри бурильных труб. Для этого определяются значения критических чисел Рейнольдса в бурильной колонне по формуле:

Rекр=2100+7,3· ( (q·dв2·τО) /10·η2) 0,58. (2.48)

В ЛБТ:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 ·0,1252·20) / 10·0,0272) 0,58=16204.

В ТБПВ:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 ·0,1092·20) / 10·0,0272) 0,58=14132.

В УБТ-178:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 ·0,0902·20) / 10·0,0272) 0,58=10504.

В УБТ-146:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 ·0,0742·20) / 10·0,0272) 0,58=9778.

Определяются действительные числа Рейнольдса в бурильной колонне по формуле:

Rеm= (4·q·Q) / (10·π·dв·η). (2.49)

В ЛБТ:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14·0,125·0,027) =12230

В ТБПВ:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14·0,109·0,027) =14024

В УБТ-178:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14·0,090·0,027) =19108

В УБТ-146:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14·0,074·0,027) =20657

В бурильной колонне в ЛБТ и ТБПВ Rеm<Rекр, значит движение происходит при ламинарном режиме и описывается уравнением Сен-Венана, а вУБТ-178 и УБТ-146 Rеm>Rекр, следовательно движение происходит при турбулентном режиме и описывается уравнением Дарси-Вейсбаха. Определяются потери давления. Рассчитывается число Сен-Венана для колонны труб ЛБТ и ТБПВ формуле:

Sт= (π·τО·dв3) / (4·η·Q). (2.50)

В ЛБТ:

Sт= (3,14·20·0,1253) / (4·0,027·0,030) =303.

В ТБПВ:

Sт= (3,14·20·0,1093) / (4·0,027·0,030) =230.

Определив значение Sт, по Рис.6.7. [8, стр 72] определяется значение коэффициента β: для ЛБТ - 0,84; для ТБПВ - 0,82.

Вычисляются потери давления внутри бурильной колонны по формуле:

ΔРт= (4·τО·l) / (β·dв) МПа. (2.51)

В ЛБТ:

ΔРт= (4·20·2778) / (0,84·0,125) =2,117 МПа.

В ТБПВ:

ΔРт= (4·20·250) / (0,84·0,109) =0,224 МПа

Рассчитывается значения коэффициентов гидравлического сопротивления λ для УБТ-178 и УБТ-146 по формуле:

λ=0,1· (1,46·К/dв+100/ Rеm), (2.52)

где К - коэффициент шероховатости стенок, принимается для УБТ=3,0·10-4, м.

В УБТ-178:

λ=0,1· (1,46·3,0·10-4/0,090+100/19108) =0,0322.

В УБТ-146:

λ=0,1· (1,46·3,0·10-4/0,074+100/20657) =0,0326.

Вычисляются потери давления внутри УБТ-178 и УБТ-146 по формуле:

ΔРт= (λ·0,8·q·Q2·l) / (π2·dв5) МПа. (2.53)

В УБТ-178:

ΔРт= (0,0322·0,8·1,08·104·0,0302·62) / (3,142·0,0905) = 0,48 МПа.

В УБТ-146:

ΔРт= (0,0326·0,8·1,08·104·0,0302·8) / (3,142·0,0745) =0,093 МПа.

Суммарные потери давления внутри колонны бурильных труб и секций УБТ составит:

∑ΔРт=0,093+0,48+2,117+0,224=2,92 МПа.

Местными потерями давления в приварных замках ТБПВ пренебрегают, так как потери не значительны [].

Вычисляются потери давления в наземной обвязке по формуле:

ΔРо= (аС+аР+аВ+аК) ·q·Q МПа, (2.54)

где аС=0,4, аР=0,3, аВ=0,3, аК=0,9 - коэффициенты гидравлических сопротивлений различных элементов обвязки (см. табл.6.1 [8, стр.118]).

ΔРо= (0,4+0,3+0,3+0,9) ·105·10,8·104·0,030=1,85 МПа.

Вычисляются потери давления в затрубном пространстве. Для этого определяются значения критических чисел Рейнольдса по формуле:

Rекр=2100+7,3· ( (q· (dс-dн) 2·τО) /10·η2) 0,58. (2.55)

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 0-650 м:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,230-0,147) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=10871.

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 650-2778 м:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,367-0,147) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=29273.

В затрубном пространстве за ТБПВ по формуле (2.55):

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,237-0,127) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=14260.

В затрубном пространстве за УБТ-178:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,237-0,178) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=8004.

В затрубном пространстве за УБТ-146:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,237-0,146) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=11859.

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

Rекр=2100+7,3· ( (1,08·104 · (0,237-0, 195) 2·20) / 10·0,0272) 0,58=6080.

Вычисляются действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве по формуле:

Rеm= (4·q·Q) / (10·π· (dс+dв) ·η). (2.56)

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 0-650 м:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,230+0,147) ·0,027) =4055

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 650-2778 м:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,367+0,147) ·0,027) =12230.

В затрубном пространстве за ТБПВ:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,237+0,127) ·0,027) =14024.

В затрубном пространстве за УБТ-178:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,237+0,178) ·0,027) =3684.

В затрубном пространстве за УБТ-146:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,237+0,146) ·0,027) =3991.

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

Rеm= (4·1,08·104 ·0,030) / (10·3,14· (0,237+0, 195) ·0,027) =3539.

В затрубном пространстве Rеm<Rекр, значит движение бурового раствора происходит при ламинарном режиме и описывается уравнением Сен-Венана:

Sкп= (π·τО· (dс-dн) 2+ (dс+dн)) / (4·η·Q). (2.57)

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 0-650 м:

Sкп= (3,14·20· (0,23-0,147) 2+ (0,23+0,147)) / (4·0,027·0,03) =50,34.

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 650-2778 м:

Sкп= (3,14·20· (0,367-0,147) 2+ (0,367+0,147)) / (4·0,027·0,03) =482,2.

В затрубном пространстве за ТБПВ:

Sкп= (3,14·20· (0,237-0,127) 2+ (0,237+0,127)) / (4·0,027·0,03) =85,4.

В затрубном пространстве за УБТ-178:

Sкп= (3,14·20· (0,237-0,178) 2+ (0,237+0,178)) / (4·0,027·0,03) =25,8.

В затрубном пространстве за УБТ-146:

Sкп= (3,14·20· (0,237-0,146) 2+ (0,237+0,146)) / (4·0,027·0,03) =61,5.

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

Sкп= (3,14·20· (0,237-0, 195) 2+ (0,237+0, 195)) / (4·0,027·0,03) =14,8.

Определив значение Sкп, по Рис.6.7. [8, стр 72] определяется значение коэффициента βкп: для ЛБТ на интервале 0-650 м - 0,66; для ЛБТ на интервале 650-2778 м - 0,87; для ТБПВ - 0,74; для УБТ-146 - 0,7; для УБТ-178 - 0,58; для забойного двигателя - 0,45.

Вычисляются потери давления в затрубном пространстве по формуле:

ΔРкп= (4·τО·l) / (βкп· (dс-dн)) МПа. (2.58)

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 0-650 м:

ΔРкп= (4·20·650) / (0,66· (0,230-0,147)) =0,95.

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 650-2778 м:

ΔРкп= (4·20·2128) / (0,87· (0,367-0,147)) =0,89.

В затрубном пространстве за ТБПВ:

ΔРкп= (4·20·250) / (0,74· (0,237-0,127)) =0,25.

В затрубном пространстве за УБТ-178:

ΔРкп= (4·20·62) / (0,58· (0,237-0,178)) =0,14.

В затрубном пространстве за УБТ-146:

ΔРкп= (4·20·2128) / (0,7· (0,237-0,146)) =0,01.

В затрубном пространстве за забойным двигателем:

ΔРкп= (4·20·2128) / (0,45· (0,237-0, 195)) =0,03.

Суммарные потери давления в затрубном пространстве составит:

∑ΔРкп=0,95+0,89+0,25+0,14+0,01+0,03 =2,27 МПа.

Вычисляются потери давления от замков в затрубном пространстве по формуле:

ΔРзс=l/lm·0,1· ( (dc2-dн2) / (dc2-dн2) - 1) 2 ·q ·Vкп2 МПа, (2.59)

где

lm - средняя длина трубы;

Vкп - минимальная скорость жидкости в затрубном пространстве, в интервале ТБПВ определяется по формуле:

Vкп= (4·Q) / (π · (dc2-dн2)) м/с. (2.60)

Vкп= (4·0,03) / (3,14 · (0,2372-0,1272)) =0,95 м/с.

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 0-650 м:

ΔРзс=650/12·0,1· ( (0,2302-0,1472) / (0,2302-0,1722) - 1) 2 ·1,08·104 ·0,952=0,005 МПа.

В затрубном пространстве за ЛБТ на интервале 650-2778 м:

ΔРзс=2128/12·0,1· ( (0,3672-0,1472) / (0,3672-0,1722) - 1) 2 ·1,08·104 ·0,952=0,001 МПа.

В затрубном пространстве за ТБПВ:

ΔРзс=650/12·0,1· ( (0,2372-0,1272) / (0,2372-0,1702) - 1) 2 ·1,08·104 ·0,952=0,004 МПа.

Суммарные потери давления в затрубном пространстве от замков составит:

∑ΔРзс=0,005+0,001+0,004 =0,01 МПа.

Определяется перепад давления в забойном двигателе по формуле:

ΔРзд= (ΔРтн·q·Q2) / (qС·Qтн2) МПа. (2.61)

ΔРзд= (4,7·1,08·104 ·0,032) / (1·104 ·0,032) =5,08 МПа.

Определяется вспомогательный параметр ϕ:

ϕ= Q/ (π/4· Vмех ·dc2+Q). (2.62)

ϕ= 0,03/ (3,14/4· 0,005 ·0,2372+0,03) =0,993.

Определяется перепад давления, связанный с выносом шлама по формуле:

ΔР= (1 - ϕ) · (qШ - q) ·g·L МПа (2.63)

ΔРг= (1 - 0,95) · (2,4·104 - 1,08·104) ·9,81·2830=1,8 МПа.

Определяется сумма потерь давления во всех элементах циркуляционной системы за исключением долота:

ΔР-ΔРд=2,92+1,85+2,27+0,01+5,08=12,13.

Рассчитывается резерв давления на долоте по формуле:

ΔРр=b·Рн - (ΔР-ΔРд) МПа. (2.64)

ΔРр =0,8·23,0 - 12,13=6,27 МПа.

Определяется возможность гидромониторного эффекта, вычислив скорость течения жидкости в насадках долота по формуле:

Vд= μ· (0,2· ΔРр/q) 0, 5 м/с, (6.65)

где μ - коэффициент расхода (μ=0,95 [8]).

Vд= 0,95· (0,2· 6,67·106/1,08·104) 0, 5 =105 м/с.

Так как Vд>80 м/с и перепад давления на долоте меньше критического (Ркр=12 МПа), то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот. Принимая Vд=80 м/с, вычисляется перепад давления в долоте по формуле:

ΔРд= (q·Vд2) / (20·μ2) МПа. (2.66)

ΔРд= (1,08·104 ·802) / (20·0,952) =3,83 МПа.

Определяется расчетное рабочее давление в насосе как Р = 3,83 + 12,13 = 15,96 МПа.

Определяется по графику [8, Рис.6.28] утечки промывочной жидкости через уплотнение вала забойного двигателя Qу=0,0005.

Определяется площадь промывочных отверстий по формуле:

Ф= (Q - Qу) / Vд м2. (2.67)

Ф= (0,030 - 0,0005) / 80=0,000368 м2.

Применяются три насадки с внутренним диаметром 12 мм.

Таким образом, из вышеприведенных расчетов видно, что суммарные потери давления в трубном и затрубном пространствах меньше давления развиваемого буровым насосом типа УНБТ-950 при диаметре цилиндровых втулок 160 мм, следовательно технологический режим промывки скважины выбран верно.

## 2.7 Режимы бурения при вскрытии продуктивных горизонтов

Одним из важных моментов в процессе строительства скважины является обоснование и соблюдение правильной технологии первичного вскрытия продуктивного пласта. Сюда входит правильный выбор промывочной жидкости, на которой вскрывается пласт, обоснование параметров промывочной жидкости, способ бурения и выбор компоновки низа бурильной колонны. Все перечисленные факторы должны обеспечить наименьшее негативное воздействие на продуктивный горизонт.

Исходя из опыта бурения на Игольско-Таловом месторождении, для вскрытия продуктивного пласта используется полимерглинистый буровой раствор. Данный буровой раствор относительно дешев по сравнению с другими, не оказывает вредного воздействия на окружающую среду и может иметь необходимые характеристики для качественного вскрытия продуктивного горизонта.

При обосновании параметров промывочной жидкости для первичного вскрытия продуктивного пласта целесообразно руководствоваться следующими положениями:

Для уменьшения загрязнения пласта плотность промывочной жидкости необходимо выбирать так, чтобы превышение гидростатического давления над пластовым в скважине было минимально допустимым. Для конкретных условий это превышение составляет 4 - 7% [3].

Проницаемость приствольной зоны пласта очень сильно уменьшается при проникновении в неё большого количества твёрдой фазы бурового раствора. Поэтому желательно, чтобы твердая фаза состояла из материалов, которые могут раствориться в соляной или других кислотах, обычно применяемых для стимуляции притока из пласта. Допустимая концентрация твердой фазы не более 1%.

Поскольку проникающая в пласт дисперсионная среда может способствовать значительному уменьшению проницаемости, показатель фильтрации промывочной жидкости должен быть минимальным, принимаем его 4 - 6 см3/30минут.

Промывочная жидкость должна иметь невысокие значения СНС, чтобы свести к минимуму гидродинамическое давление при восстановлении циркуляции и может обеспечить при освоении скважины извлечение промывочной жидкости, проникшей в приствольную зону. СНС1/10 принимаем 10/20 дПа. Условная вязкость принимается равную 25 сек.

Водоотдачу снижают путем химической обработки бурового раствора химреагентом сайпан. Вязкость повышают обработкой раствора химреагентом габроил. Содержание твердой фазы в растворе регулируется качественной очисткой бурового раствора, применением четырехступенчатой системы очистки.

Параметры бурового раствора при вскрытии продуктивного горизонта представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 *Параметры раствора при вскрытии продуктивного горизонта*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Удельный  вес, Н/м3 | Условная  вязкость, сек | Показатель  фильтрации,  см3/30 мин | Содержание  песка,% | СНС1/10,дПа | рН |
| 1,08⋅104 | 25 | 4 - 6 | 1 | 10/20 | 7-8 |

Перед вскрытием продуктивного пласта для сохранения коллекторских свойств в буровой раствор вводятся поверхностно-активные вещества - ПАВ (ПКД 515 или сульфанол) в соотношении 0,02% от общего объема бурового раствора. ПАВ гидрофобизируют поверхность поровых каналов, препятствуют образованию в них водонефтяной эмульсии. Добавки ПАВ к промывочной жидкости позволят:

ускорить процесс разрушения горных пород на забое;

снизить силы трения между стенками скважины и бурильными трубами;

повысить износостойкость породоразрушающего инструмента.

На качественное вскрытие пласта влияет скорость бурения. Чем быстрее проходится продуктивный горизонт, тем меньше оказывается воздействие на него. При вскрытии продуктивного горизонта нужно увеличить механическую скорость бурения, применение ПАВ, несомненно, приводит к увеличению скорости.

Для минимизации времени сообщения продуктивного пласта с промывочной жидкостью, пласт вскрываем одним долблением, используя винтовой забойный двигатель с долотом имеющим маслонаполненные опоры. Применение малолитражного винтового забойного двигателя при вскрытии дает меньшее негативное воздействие на продуктивный горизонт, а применение долота с маслонаполненными опорами, имеющим большую проходку, позволяет вскрыть пласт одним долблением. Компоновка включает в себя: долото 8 ½ MF-15 диаметром 0,2159 м, калибратор 9К 215,9 МС, винтовой забойный двигатель Д 2 - 195.

## 2.8 Обоснование критериев рациональной отработки долот

Под показателем отработки долот, в настоящее время, обычно подразумевают данные, позволяющие оценить результаты его эксплуатации, в данных условиях, эффективность бурения. К показателям отработки породоразрушающего инструмента относят [9]:

Проходка на долото.

Продолжительность (срок службы) работы.

Механическая скорость бурения.

Стоимость бурения единицы длины ствола скважины.

Проходка на долото - позволяет судить об объемах полезной работы, выполненным конкретным буровым инструментом в линейных единицах - данные пробуренного ствола скважины. Для трехшарошечных и лопастных долот этот показатель, как правило, совпадает с проходкой на рейс, так как они в большинстве случаев выходят из строя в течении первого же рейса. Низкие значения проходки на долото приходятся на высокооборотный турбинный способ бурения в очень крепких формациях, а высокие - на низкооборотный - роторный способ при разбуривание относительно мягких пород. Максимальную проходку на долото можно получить при полном износе долота, то есть при длительной его работе на забое. [9]

Продолжительность работы инструмента - дополняет первый. Он характеризует работу инструмента уже не со стороны её объема, а со стороны её длительности. По оценке работы вспомогательно-технологического инструмента это весьма важно и указанный показатель приобретает функцию основного.

Увеличение длительности работы инструмента может привести не только к полезным результатам, которые особенно ощутимы в глубоком бурении, где прирост рассматриваемого показателя по отношению к продолжительности спускоподъемных, подготовительно-заключительных и иных работ особенно ценен, но и отрицателен.

Отрицательные результаты могут быть выражены чрезмерным износом инструмента (вплоть до аварии или необходимости перебуривания ствола из-за уменьшения диаметра). Работа долота может прерваться при возникновении критической ситуации, определяемой бурильщиком, которая наступает под действием одного, реже нескольких обстоятельств следующего характера:

а) Экономического (обычно вследствие изменения свойств пород бурение которых данным долотом оказывается экономически не выгодным).

б) Физического (предельно допустимое изнашивание долот по вооружению, его диаметру, опоре шарошки или сочетанием того и другого).

в) Технологического (необходимость срочной замены забойного двигателя, элементов бурильной колонны, аварии).

г) Геолого-технологического (достижение глубины, на которой необходимо переходить на долото другого диаметра, отбирать керн, проводить каротаж, цементировочные работы).

Механическая скорость - является производной от проходки на долото по времени и поэтому неразрывно связана с первыми двумя показателями. Она характеризует интенсивность процесса бурения. Максимальная механическая скорость может быть достигнута сокращением времени пребывания долота на забое. Поэтому об оптимальном времени пребывания долота на забое судят не по проходке за рейс и не по механической скорости, а по рейсовой скорости проходки. Средняя механическая скорость равна:

VM=h/t м/час, (2.68)

где h - прохода на долото, м;

t - время бурения интервала, час.

Стоимость проходки единицы длины скважины обычно выражается стоимостью 1 метра бурения.

Минимизация стоимости единицы проходки ствола скважины главное и непременное требование, которому должны удовлетворять выбор оптимальных значений параметров инструмента.

Из всех перечисленных параметров наиболее подходящим является рейсовая скорость бурения, максимально учитывающая все факторы, поэтому в качестве основного критерия отработки долот выбирается этот показатель [9].

Чтобы рассчитать максимальную рейсовую скорость на ведущей трубе ставят метку и по ней определяют количество пробуренных метров за определённый промежуток времени (обычно 5 минут). Рейсовую скорость находят, подставив данные значения в формулу:

VP= НВ / ΣТБ +ТСПО м/час, (2.69)

где НВ - проходка за отрезок времени, м;

ТБ - время бурения, час;

ТСПО - время СПО, час.

Через определенный равный предыдущему интервал времени, заново рассчитывают рейсовую скорость, учитывая, что НВ равно сумме пробуренных метров за два интервала, а ТБ равно времени, затрачиваемому на бурение этих интервалов. И так далее пока последующие расчетные значения не будут меньше предыдущего значения. Тогда поднимают инструмент и производят замену долота.

## 2.9 Разработка мероприятий по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины

Основная цель бурения - качественное, технологически грамотное с минимальными затратами времени и средств выполнение всех процессов и операций соответствующих сооружению скважины. Одним из основных критериев высокого качества строительства скважин является бурение без осложнений и аварий. В ходе строительства скважины возможны осложнения представленные в табл.1.5 Для их предотвращения необходимо принять комплекс разработанных мероприятий, описанных в этой части [10].

Обвалы и осыпи стенок скважины.

Обвалы стенок скважины могут происходить в результате недостаточного противодавления на стенки скважины, нарушая их прочности и устойчивости фильтратом бурового раствора, а так же в результате резких колебаний гидростатического и гидродинамического давлений на стенки скважины.

Обвалы стенок, носящие катастрофический характер, могут происходить в результате резкого и значительного снижения гидростатического давления, вызванного поглощением промывочной жидкости или её разгазированием, а так же недоливом скважины во время подъема.

Для предотвращения обвалов необходимо выполнять следующие мероприятия:

1. Для предотвращения резких колебаний на стенки скважины при СПО обязательно производят, долив скважины через каждые 5 - 7 свечей.

2. Перед подъемом инструмента делается промывка скважины, обрабатывается и производится очистка промывочной жидкости по циклу. Не допускается подъем инструмента при повышенных значений вязкости и СНС.

3. Подъем инструмента с сальником, в интервале затяжек производится на пониженной скорости, до 0,4 м/с.

4. После подъема с затяжками на значительном интервале, запрещается спускать в скважину компоновки с отклонителями, а также жесткие компоновки, включающие УБТ, калибраторы большого диаметра, центраторы и т.п.

Прихваты бурильной колонны.

Для предупреждения прихватов необходимо придерживаться требований "Инструкции по борьбе с прихватами колонн труб при бурении скважин". При этом должны соблюдаться следующие основные требования.

1. Нельзя допускать отклонений от установленной плотности промывочной жидкости более чем на ± 0,02 г/см3.

2. Для повышения противоприхватной способности необходимо в течение всего цикла бурения скважины поддерживать в промывочной жидкости определенное содержание смазочных веществ (см.2.4).

3. Необходимо непрерывно контролировать циркуляцию промывочной жидкости, по возможности устанавливать автоматические сигнализаторы ее прекращения.

4. Нельзя оставлять бурильную колонну без движения в открытой части ствола, особенно при вскрытых неустойчивых пластах, в продуктивных горизонтах, сильнопористых и проницаемых породах, а также напротив пород, склонных к образованию осыпей и обвалов.

В случае вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе скважины бурильщику запрещается оставлять тормоз лебедки и вменяется в обязанность принять меры к подъему колонны и обеспечению постоянной промывки забоя по возможности с вращением колонны ротором или ключами.

5. При кратковременном (до 0,5 ч) прекращении циркуляции бурового раствора надо поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на 15 м и через 2-5 мин расхаживать и проворачивать ротором. При прекращении циркуляции или неисправности оборудования, на устранение неполадок которых потребуется более 30 мин, бурильную колонну надо поднять в кондуктор.

6. При возникновении посадок надо приостановить спуск колонны, поднять ее на длину 15 - 20 м, проработать опасный интервал и только тогда продолжить спуск колонны.

7. Интервал затяжек, уступов, желобов обвалов необходимо зафиксировать в буровом журнале.

8. Необходимо следить за исправной работой насосов и механизмов очистки промывочной жидкости (гидроциклоны, вибросита и т.д.).

9. После длительных перерывов в бурении, более 48 часов, ствол скважины следует проработать.

10. При бурении следует делать контрольный приподъем бурильной колонны на 10-15 м через 45 мин бурения при отсутствии затяжек и не реже чем через 15-17 мин бурения при их наличии. В последнем случае перед наращиванием надо прорабатывать пробуренный участок до полного устранения затяжек.

Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении скважин.

После цементирования кондуктора на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО) ОП2-230x35, в комплект которого входят: универсальный превентор ПУ1-230x35; два плашечных превентора ППГ-230x35 (нижний превентор с глухими плашками); манифольд МПБ2-8x35.

2. Перед установкой ПВО на устье скважины устанавливается колонная головка ОКК1А-21-146x245.

3. Запрещается углубление скважины и подъем инструмента, если параметры бурового раствора не соответствуют параметрам, указанным в геолого-техническом наряде.

4. Бурение в интервалах с возможными газонефтеводопроявлениями необходимо осуществлять с установкой под рабочей трубой шарового крана или обратного клапана.

Должен быть обеспечен объем запаса бурового раствора 120 м 3.

При подъеме бурильной колонны следует обеспечить непрерывный долив скважины и контроль за объемом доливаемой жидкости, пользуясь уровнемером.

При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.

При простоях скважины без промывки более 48 часов, перед подъемом инструмента необходимо произвести выравнивание раствора в соответствии с параметрами, указанными в ГТН.

При простоях скважины более 48 часов, спуск бурильной колонны должен производится с промежуточными промывками через 300 м и замером параметров бурового раствора, выходящего из скважины.

При наличии вскрытых пластов, склонных к газопроявлениям, подъем инструмента следует производить на пониженных скоростях, до 1,0 м/с.

Опрессовку обсадных колонн, цементного камня, противовыбросового оборудования необходимо производить в соответствии с требованиями "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности " и "Инструкцией по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой".

При спуске обсадных колонн необходимо ограничивать скорость спуска в целях предотвращения гидроразрыва пластов.

Запрещается бурение скважин при незагерметезированном устье ранее пробуренных на кусте.

14. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями не допускаются специалисты и бурильщики, не прошедшие обучение в специализированных учебно-курсовых комбинатах по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении".

15. С членами буровых бригад проводится инструктаж по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов согласно программы, утвержденной главным инженером предприятия.

16. При появлении признаков газонефтеводопроявлений первым закрывается универсальный превентор.

17. После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации газонефтеводопроявления проводятся под руководством мастера или ответственного инженерно-технического работника.

Утяжеление и обработка бурового раствора производится в соответствии с разработанной рецептурой приготовления (см.2.4).

## 2.10 Проектирование и обоснование компоновки бурильной колонны и её расчет

Бурильная колонна (БК) состоит ив компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра - ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту.

2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя.

3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины.

4. Создания осевой нагрузки на долото.

6. Подъема и спуска долота и забойного двигателя.

6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.

2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.

3. Минимальные затраты времени при спуско-подъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

растягивающие силы от собственного веса;

растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;

силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;

силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)

силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;

изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;

осевая сжимающая сила в нижней части колонны;

крутящий момент при вращении колонны;

изгибающей момент за счет потери колонной прямолинейной формы;

динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости [11].

Максимальная растягивающая нагрузка в колонне имеет место в верхней части, а сжимающая - в нижней. Максимальный крутящий момент приложен к колонне в верхней части при роторном способа бурения, и в нижней - при бурении с забойными двигателями. Максимальный изгибающий момент за счет потери колонны прямолинейной формы приложен в нижней части.

Однако в связи с тем, что колонна составлена из бурильных труб разного диаметра с разной толщиной стенки, напряжения, возникающие в них, даже при нагрузках меньших, чем максимальные, могут превысить допустимые. Поэтому необходимо проводить расчеты напряжений для опасных сечений и сравнивать их о допустимыми для материала используемых бурильных труб.

В данном случае производится расчет бурильной колонны для бурения последнего пятого интервала (см.2.2.2).

При расчете используется компьютерная программа по расчету бурильной колонны, составленная студентом Шишовым. Программа отвечает требованиям изложенным в [3] и расчеты проводятся с учетом коэффициентов запаса статической прочности - 1,4 и нормативного запаса прочности на избыточное давление - 1,15.

При проектировании компоновки бурильной колонны пользуются следующими типоразмерами труб: так как бурение ведется долотом с диаметром 0,2159 м, то принимается наружный диаметр УБТ первой ступени равный 0,178 м, внутренний диаметр 0,09 м; диаметр УБТ второй ступени, для плавного перехода к колонне бурильных труб, принимается равным 0,146 м с внутренним диаметром 0,074 м. Для первой ступени компановки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПВ, так как они наиболее подходят для бурения турбинным способом и конкретно для наклонно направленных скважин. По табл.2 [11] выбираются трубы ТБПВ с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,2 мм и группой прочности Р, тип замкового соединения ЗП - 168 - 70. Для уменьшения веса КБТ во второй ступени применяются легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) с наружным диаметром 0,147 м (см. табл.2 [11]) с толщиной стенки 11 мм и группой прочности Д16Т, тип замкового соединения ЗЛ - 172.

Исходные данные:

1. Условия бурения - нормальные.

2. Интервал бурения 2775 - 3105 м.

3. Осевая нагрузка на долото - 18000 кг.

4. Диаметр забойного двигателя - 0, 195 м.

5. Длина забойного двигателя - 6,6 м.

6. Вес забойного двигателя - 1100 кг.

7. Диаметр обсадной колонны - 0,146 м.

8. Толщина стенки обсадной колонны - 7,7мм.

9. Плотность бурового раствора - 1,08·104 Н/м3.

10. Длина по стволу 1-го интервала - 100 м.

11. Длина по стволу 2-го интервала - 194 м.

12. Длина по стволу 3-го интервала - 2249 м.

13. Длина по стволу 4-го интервала - 242 м.

14. Радиус искривления на 2-ом интервале - 401 м.

14. Зенитный угол в конце 2-го интервала - 27,75 град. .

14. Радиус искривления на 4-ом интервале - 498 м.

15. Зенитный угол в конце 4-го интервала - 0 град.

16. Перепад давления на турбобуре и долоте - 10,5 МПа.

17. Действующее наружное давление - 30 МПа.

18. Коэффициент трения колонны о породу - 0,3.

19. Тип клинового захвата - ПКР-560.

20. Длина клиньев - 0,40 м.

Результаты расчета:

1-я ступень УБТ - УБТ 178-90 длина - 62,5 м.

Момент затяжки УБТ 1-й секции =2470-3260 кгс·м.

2-я ступень УБТ - УБТ 146-74 длина - 8 м.

Момент затяжки УБТ 2-й секции =1280-1630 кгс·м.

Тип cмазки - Графитовая.

Промежуточные опоры на УБТ - 3 шт.д.иаметром 0, 203 м.

Вес компоновки УБТ - 11235 кг.

Вес КНБК - 11485 кг.

Длина КНБК - 78,5 м.

Тип cмазки - Графитовая.

1-я ступень КБТ - ТБПК 127-9,2-Р длина - 250 м, вес - 8367 кг.

Тип замкового соединения - ЗП-168-70.

Момент затяжки - 3022 кгс·м.

Фактический запас статической прочности - 1,49.

Фактический запас прочности усталости - 1,37.

Фактический запас прочности по давлению - 2,77.

Коэффициент превышения длины - 8,16.

2-я ступень КБТ - ЛБТ 147-11.0-Д16Т длина-2778 м; вес-47224 кг.

Тип замкового соединения - ЗЛ-172.

Момент затяжки - 1880 кгс·м.

Фактический запас статической прочности - 1,38.

Фактический запас прочности усталости - 1,35.

Фактический запас прочности по давлению - 1,84.

Коэффициент превышения длины - 2,13.

Вес КБТ -65976 кг.

Вес БК - 67076 кг.

Для бурения скважины на различных интервалах проектируются следующие компоновки.

Интервал 0 - 100 м (вертикальный):

Долото III СЗГВ 295,3 (ГОСТ 20692-75).

Калибратор 5КС 295,3 (ТУ-26-02-963-83).

А9ГТШ - 240 (ГОСТ 26673-85).

Переводник ПП 147/171 (ГОСТ 7360-82).

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

Интервал 100 - 294 м (набор параметров кривизны):

Долото СЗГВ 295,3 (ГОСТ 20692-75).

Калибратор 5КС 295,3 (ТУ-26-02-963-83).

ТО - 240К (ГОСТ 26673-85).

Телесистема "СИБ - 1".

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

Интервал 294 - 650 м (стабилизация параметров кривизны):

Долото III СЗГВ 295,3 (ГОСТ 20692-75).

Калибратор 5КС 295,3 (ТУ-26-02-963-83).

А9ГТШ - 240 (ГОСТ 26673-85).

УБТ - 203x90 (ТУ-39-076-74) -24 м.

Переводник ПП 147/171 (ГОСТ 7360-82).

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

Интервал 650 - 2550 м (стабилизация параметров кривизны):

Долото III МЗГВ 215,9 или III СГВ 215,9 (ГОСТ 20692-75).

Калибратор 9К 215,9 (ТУ-26-02-963-83).

Стабилизирующая коронка СТК - 214 (ТУ-26-02-852-83).

3ТСШ1 - 195 (ГОСТ 26673-85).

УБТ - 178 x90 (ТУ-39-076-74) -24 м.

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - 250 м.

ТБПВ 127x9 (ГОСТ 23786-79) - 450 м.

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

Интервал 2550 - 2785 м (интенсивное снижение зенитного угла до 00):

Долото MF - 15 (код IADC - 433X).

Калибратор 9К 215,9 с номинальным диаметром 0,214 м (ТУ-26-02-963-83).

Д2 - 195 (ГОСТ 26673-85).

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - 250 м.

Переводник ПП 133/147 (ГОСТ 7360-82).

ТБПВ 127x9 (ГОСТ 23786-79) - 450 м.

Переводник ПП 147/133 (ГОСТ 7360-82).

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

Отклоняющая компоновка для проведения исправтельных работ при бурении интервала под эксплуатационную колонну.

Долото III МЗГВ 215,9 (ГОСТ 20692-75).

Калибратор 9К 215,9 с номинальным диаметром 0,214 м (ТУ-26-02-963-83).

ТО - 195К (ГОСТ 26673-85).

Телесистема "СИБ - 1".

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - 250 м.

ТБПВ 127x9 (ГОСТ 23786-79) - 450 м.

ЛБТ 147x11 (ГОСТ 23786-79) - остальное.

В каждой компоновке после турбины ставится обратный клапан.

Предложенные компоновки являются типовыми на площади Игольско-Талового месторождения.

## 2.11 Проектирование конструкции обсадных колонн из условия равнопрочности по длине

Проектирование конструкции обсадных колонн и их расчет приведены в соответствии с "Инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин" ВНИИТнефть 1997 года [12].

Обсадная колонна является ответственной инертной конструкцией, несущей различные по характеру и величине нагрузки.

На колонну действуют:

Растягивающие нагрузки от собственного веса.

Сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой.

Осевые нагрузки (динамические), возникающие в период неустановившегося движения колонны.

Осевые нагрузки, обусловленные трением о стенки скважины.

Осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации.

Наружное и внутренне избыточное давление.

Изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения будут также действовать и силы трения.

В связи с тем, что в настоящее время отсутствуют достоверные данные для определения фактических нагрузок в глубоких скважинах, в качестве расчетной осевой нагрузки по инструкции считают вес колонны в воздухе.

Для расчета растягивающие нагрузки рекомендуется определять без учета потерь веса в жидкости.

Внутреннее давление в колонне действует при спуске колонны, в процессе цементирования скважины и в процессе эксплуатации. При спуске колонны в скважину давление в ней равно весу гидростатического столба жидкости, находящейся в ней.

В процессе цементирования внутреннее гидростатическое давление повышается на величину, необходимую для преодоления разности веса столба жидкости и сопротивления движению. В период эксплуатации внутреннее давление определяется уровнем жидкости в колонне или величиной пластового давления.

Исходные данные для расчета эксплуатационной колонны.

Длина эксплуатационной колонны L, м 2825 (3100).

Удельный вес:

цементного раствора q Ц, Н/м3 1,83⋅104;

жидкости в колонне q В, Н/м3 1,10⋅104 (при освоении);

0,76⋅104 (в период ввода в эксплуатацию);

0,95⋅104 (при окончании эксплуатации);

испытательной жидкости q Ж, Н/м3 1,0 ⋅104;

бурового раствора q Р, Н/м3 1,08 ⋅104;

пластовой воды q ГС, Н/м3 1,01 ⋅104.

Расстояние от устья скважины:

до башмака предыдущей колонны L 0, м 600 (650);

до уровня цементного раствора h, м 400 (440);

до уровня жидкости в колонне H, м:

при испытании на герметичность 2250 (2442);

при освоении скважины 1835 (2062);

при окончании эксплуатации 2590 (2865).

Эксплуатационный объект залегает на глубине 2760 (3035) - 2770 (3045) м. На глубине S1=2770 (3045) м пластовое давление составляет РПЛ S1=27,9 МПа.

На глубине 2800 - 2825 (3075 - 3100) находится проницаемый пласт. На глубине S2= L =2825 (3100) давление составляет РПЛ S2= 28,5 МПа.

Коэффициент запаса прочности:

на наружное избыточное давление n1 1,2;

на внутреннее избыточное давление n2 1,15;

на растяжение n3 1,3;

на растяжение в клиновом захвате n4 1,25;

на растяжение для обсадных труб с учетом искривления ствола n3l 1,3.

Учитывая тот факт, что профиль проектируемой скважины наклонно направленный, то расчет наружного и внутреннего давления производится, как для вертикальных скважин, при этом расчетные данные определяются как проекции глубин по стволу на вертикальную плоскость. Для построения эпюр давлений на вертикальной оси откладывают значения глубин по стволу скважины, а на горизонтальной оси откладывают расчетные давления для этих точек, рассчитанные для вертикальной проекции [12].

Рассчитываем внутренние давления для обсадной колонны.

а). Определяется внутреннее давление в период ввода скважины в эксплуатацию.

Внутреннее давление определяется по формуле:

Рвz = PПЛ L - 106 ⋅ q В ⋅ (L - Z) при 0≤Z≤L, (2.70)

где Рвz - внутреннее давление на глубине Z, МПа;

PПЛ L - пластовое давление на глубине L, МПа;

Z- глубина положения точки для которой определяется внутреннее давление, м.

При Z =0: Рву = 28,5 - 10-6 ⋅ 0,76 ⋅ 104 ⋅ (2825 - 0) =7,03 МПа;

при Z =2850: РBL = 28,5 - 10-6 ⋅ 0,76 ⋅ 104 ⋅ (2825 - 2825) =28,5 МПа;

б). Определяется внутреннее давление по окончании эксплуатации.

РBZ=0 при 0≤Z≤Н.

РBZ=10-6 ⋅ q В ⋅ (Z - H) при H≤Z≤L, (2.71)

При Z=H=2590: PBH=0.

При Z=L=2850: PBL=10-6 ⋅ 0,76 ⋅ 104 ⋅ (2825 - 2590) =1,02 МПа.

Строятся эпюры внутренних давлений АВС и ДЕ соответственно рассчитанным значениям. Эпюра внутренних давлений изображена на рис.2.3

Глубина, м

0

4

500

3500

3000

2500

2000

1500

1000

8

12

24

28

32

А(7.03)

В(28,5)

С(0)

D(1,02)

Давление,

МПа

Рис. 2.3 Эпюра внутренних давлений

Рассчитывается наружные давления для обсадной колонны.

а). Находится наружное давление в не зацементированной зоне по формуле:

РНZ=10-6 ⋅ q Р ⋅Z при 0≤Z≤h, (2.72)

где РНZ - наружное давление на глубине Z, МПа;

Z- глубина положения точки для которой определяется наружное давление, м.

При Z=0: РНZ=0.

При Z=h=400м: РHh=10-6 ⋅1,08 ⋅104 ⋅400=4,32МПа.

б). Находится наружное давление в зацементированной зоне по формуле:

в интервале, закрепленном предыдущей колонной:

РНZ=10-6 ⋅h ⋅q Р+10-6 ⋅h ⋅q ГС ⋅ (Z - h) при h ≤Z≤L0, (2.73)

При Z=h=400м: РHh=10-6 ⋅1,08 ⋅104 ⋅400+10-6 ⋅1,01 ⋅104 ⋅ (400 - 400) =4,32 МПа.

При Z=L0=600м: РHL0 =10-6⋅1,08⋅104 ⋅400+10-6⋅1,01⋅104⋅ (600 - 400) =6,34МПа.

в интервале открытого ствола с учетом пластового давления по формулам:

РНZ= РHL0+ ( (РПЛS1-PHL0) / (S1-L0)) ⋅ (Z - L0) при L0 ≤Z≤S1, (2.74)

РНZ= РПЛS1+ ( (РПЛS1-PHL0) / (L - S1)) ⋅ (Z - S1) при S1 ≤Z≤L, (2.75)

РHL0 - наружное давление на глубине L0, МПа;

РПЛS1 - наружное давление на глубине S1, МПа;

По формуле (2.74):

При Z=L0=600м: РHL0 =6,34 МПа;

При Z= S1=2770м: РHS1 =27,9 МПа;

По формуле (2.75):

При Z= S1=2390м: РHS1 =27,9 МПа;

При Z=L=2850м: РHL =28,5 МПа.

в). Находится наружное давление с учетом давления составного столба тампонажного и бурового растворов по всей длине скважины на момент окончания цементирования по формуле

РНZ=10-6 ⋅q ⋅Z при 0 ≤Z≤ h. (2.76)

При Z=0: РНZ=0.

При Z=h=400м: РHh=10-6⋅1,08 ⋅104 ⋅400=4,32 МПа.

РНZ=10-6 ⋅ (h ⋅q Р+q Ц⋅ (Z - h) при h ≤Z≤L. (2.77)

При Z=h=400м: РHh=10-6 ⋅ (1,08 ⋅104 ⋅400+1,83 ⋅104 ⋅ (400 - 400)) =4,32 МПа.

При Z=L=2825м: РHh=10-6⋅ (1,08 ⋅104 ⋅400+1,83 ⋅104 ⋅ (2825 - 400)) =49 МПа.

Строится эпюра наружных давлений ABCDE и ABF соответственно расчетным значениям. Эпюра наружных давлений изображена на рис.2.4

Рассчитывается избыточное наружное давление для обсадной колонны.

а) Определяется избыточное наружное давление на момент окончания цементирования по формулам:

1.12.2.1 =10-6 ⋅q Р ⋅Z при 0 ≤Z≤h. (2.78)

При Z=0: РНZ=0.

При Z=h=400м: РHИh=10-6 ⋅1,08 ⋅104 ⋅400=0 МПа.

РНИZ=10-6 ⋅ ( (q Ц - q Р) ⋅Z - (q Ц - q Р) ⋅h) при h ≤Z≤L. (2.79)

При Z= L=2825м: РНИZ=10-6 ⋅ ( (1,83 ⋅104 - 1,08 ⋅104) ⋅2825 - (1,83 ⋅104 - 1,08 ⋅104) ⋅400) =18,1 МПа.

б) Определяется избыточное наружное давление для процесса испытания колонны на герметичность снижением уровня:

в незацементированной зоне по формуле:

РНИZ=10-6 ⋅ q Р ⋅ Z при 0 ≤Z≤h. (2.80)

При Z=0: РНИZ=0.

При Z=h=400м: РHИh=10-6 ⋅1,08 ⋅104 ⋅400=4,32МПа.

в зацементированной зоне по формуле:

РНИZ= РНZ - 10-6 ⋅q В ⋅ (Z - Н) при Н ≤Z≤L. (2.81)

При Z=L0=600м: РHИL0 = РHL0=6,34 МПа;

При Z= S1=2770м: РHИS1 =27,9-10-6 ⋅1,0⋅104 ⋅ (2770 - 2250) =22,7 МПа;

При Z=L=2825м: РHИL =28,5-10-6 ⋅1,0⋅104 ⋅ (2825 - 2250) =22,75 МПа.

Глубина, м

0

8

500

3500

3000

2500

2000

1500

1000

16

24

48

56

64

С(6.34)

D(27,7)

B(4.32)

А(0)

Е(28,5)

F(49)

Давление, МПа

Рис. 2.4 Эпюра наружных давлений

в) Определяется избыточное наружное давление при освоении скважины:

в незацементированной зоне по формуле (2.80):

При Z=0: РНИZ=0.

При Z=h=400м: РHИh=10-6⋅1,08 ⋅104 ⋅400=4,32 МПа.

в зацементированной зоне по формуле (2.81):

При Z=L0=600м: РHИL0 = РHL0=6,34 МПа.

При Z= S1=2770м: РHИS1 =27,9-10-6 ⋅1,0⋅104 ⋅ (2770 - 1830) =18,55 МПа.

При Z=L=2825м: РHИL =28,5-10-6 ⋅1,0⋅104 ⋅ (2825 -1830) =18,6 МПа.

г) Определяется избыточное наружное давление по окончании эксплуатации скважины:

в незацементированной зоне по формуле (2.80):

При Z=0: РНИZ=0.

При Z=h=400м: РHИh=10-6 ⋅1,08 ⋅104 ⋅400=4,32МПа.

в зацементированной зоне по формуле (2.81):

При Z=L0=600м: РHИL0 = РHL0=6,34 МПа.

При Z= S1=2770м: РHИS1 =27,9-10-6 ⋅0,95⋅104 ⋅ (2770 - 2590) =26,2 МПа.

При Z= 2825м: РHИZ =28,5-10-6 ⋅0,95⋅104 ⋅ (2825 - 2590) =26,3 МПа, при РHZ=РПЛZ.

При Z= 2770м: РHИZ =28-10-6 ⋅0,95⋅104 ⋅ (2770 - 2590) =26,2 МПа, при РHZ= =10-6⋅ qГС⋅Z.

При Z=L=2850м: РHИL =28,7-10-6 ⋅0,95⋅104 ⋅ (2825 -2590) =26,3 МПа, при РHL=10-6⋅ qГС⋅L.

Эпюры наружных избыточных давлений строятся для периодов, когда наружные избыточные давления достигают максимальных значений (испытание колонны на герметичность снижением уровня и период окончания эксплуатации скважины).

Строятся эпюры ABCDE ABCDIGGIF соответственно рассчитанным значениям наружных избыточных давлений для периодов испытания колонны на герметичность снижением уровня и конца эксплуатации скважины, рис.2.5

Рассчитывается избыточное внутреннее давление при испытании обсадной колонны на герметичность снижением уровня в один прием без пакера.

а). В незацементированной зоне внутреннее избыточное давление определяется по формуле:

РВИZ= РОП - 10-6 ⋅ (q Р - q Ж) ⋅ Z при 0 ≤Z≤h, (2.82)

где РОП - минимальное давление опрессовки, МПа (РОП =12,5 МПа (см. табл.2.1 [12]).

При Z=0: РВИZ=12,5 МПа.

При Z=h=400м: РВИh=12,5 - 10-6 ⋅ (1,08 - 1,0) ⋅104 ⋅400=12,18 МПа.

б). В зацементированной зоне внутреннее избыточное давление определяется по формуле:

РВИZ= РОП + 10-6 ⋅ q Ж ⋅ Z - РРЛZ при 0 ≤Z≤h. (2.83)

При Z=L0=600 м: РВИL0=12,5+10-6⋅ 1,0 ⋅ 104⋅ 600 - 6,34=12,16 МПа.

При Z= S1=2770 м: РВИS1 =12,5+10-6⋅ 1,0 ⋅ 104⋅ 2770 - 27,9=12,3 МПа.

При Z=L=2825м: РВИL =12,5+10-6⋅ 1,0 ⋅ 104⋅ 2825 - 28,5=12,25 МПа.

Строится эпюра внутренних избыточных давлений ABCDE рис.2.6

Конструкция обсадной колонны характеризуется: типом труб (их соединений), наружным диаметром обсадных труб, толщиной стенок, а также материалом труб (группой прочности).

Сконструированная колонна должна обеспечить прочность на расчетные виды нагрузок во всех сечениях и в тоже время обладать минимальной, экономически целесообразной материалоемкостью для данных условий.

0

3

500

3500

3000

2500

2000

1500

1000

6

9

21

24

27

С(6.34)

D(26.2)

D(22.7)

B(4.32)

А(0)

E(26.3)

E(22.75)

Давление, МПа

Глубина, м

Рис. 2.5 Эпюра наружных избыточных давлений

Диаметр колонны был определен ранее и составляет 146 мм.

Для комплектования обсадной колонны диаметром 146 мм принимаются обсадные трубы муфтового соединения с резьбой трапециидального профиля типа ОТТМ по ГОСТ 632 - 80 исполнения "А", группа прочности стали - "Е".

Основные прочностные характеристики для принятых труб по справочным данным приведены в табл.2.13.

В данном случае профиль ствола скважины - наклонно направленный, поэтому следует учитывать влияние изгиба ствола скважины в зависимости от интенсивности искривления.

Давление, МПа

0

2

500

3500

3000

2500

2000

1500

1000

4

6

12

14

С(12,16)

D(12,3)

B(12,18)

А(12,5)

Е(12,25)

Глубина, м

Рис.2.6 Эпюра внутренних избыточных давлений

Проводится анализ прочностных характеристик: в данном случае даже наименьшая толщина стенки труб должна обеспечить условие:

n2=РВИ /РВИО, (2.84)

где n2 - коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление;

РВИО - наибольшее внутреннее избыточное давление, МПа;

РВИ - внутреннее избыточное давление при котором напряжение в теле трубы достигают предела текучести, для меньшей толщины стенки, МПа.

n2=42,9/12,5=3,4>1,15, что допустимо [12].

На основании этого в дальнейшем проверку секций на внутреннее избыточное давление не производится.

Определяются параметры секций по действию наружных давлений, начиная с первой секции.

Расчет параметров секций обсадной колонны проводим для процесса, когда наружное избыточное давление достигает максимальных значений. Согласно рис.2.5 наружные избыточные давления на забое скважины достигают значения РНИL=26,3 МПа. Толщина стенки труб 1-ой секции должна обеспечить такую прочность на наружное избыточное давление, которое удовлетворяет условию:

РIНИL≥PHИL ⋅ n1, (2.85)

Таблица 2.13. *Основные характеристики для обсадных труб*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр, м | Толщина стен-ки, мм | Критические давления, МПа | Растягивающие нагрузки, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кН | Внутренние давления, при которых напряжения в теле трубы достигают предела текучести, МПа | Страгивающие нагрузки для соединений труб, кН | Вес 1 м трубы, кН |
| 0,146 | 6,5  7,0  7,7  8,5  9.5  10.7 | -  27,7  34,2  41,6  50,7  61,0 | --  983  1118  1245  1418  1598 | 42,9  46,2  50,8  56,1  62,7  70,6 | 931  1019  1147  1294  1480  1696 | 0,226  0,243  0,265  0,290  0,321  0,358 |

РIНИL≥26,3⋅1,2=31,56 МПа.

По табл.2.13. видно, что этому давлению соответствует трубы с толщиной стенки 7,7 мм, для которых Р1КР=34,2 МПа.

Длина 1-ой секции l1=110 м (60 м плюс 50 м выше кровли эксплуатационного объекта). Вес ее определяется по формуле:

Q i=q i ⋅l i, (2.86)

где Q i - вес соответствующей i-ой секции, кН;

q i - вес 1м трубы соответствующей i-ой секции, кН;

l i - длина соответствующей i-ой секции, кН.

Q 1=0,265 ⋅ 110 =29,1 кН.

По эпюре (рис.2.5) находится давление РНИZ на уровне верхнего конца 1-ой секции на глубине 2990 м РНИZ=25,9 МПа. Следующая секция имеет толщину 7,0 мм для которых Р1КР =27,7 МПа. Определяется значения РКР2 для труб второй секции. Из условий двухосного напряжения с учетом растягивающих нагрузок от веса 1-ой секции по формуле:

PIКРi+1= PКРi+1⋅ (1-0,3⋅ (Q i/Q i+1)) МПа, (2.87)

где Q i - вес предыдущей секции, кН;

Q i+1 - растягивающая нагрузка при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести для определяемой секции, кН;

PКРi+1 - наружное избыточное давление на глубине установки определяемой секции, МПа.

PIКР2 = 27,7⋅ (1-0,3⋅ (29,1/983)) =27,45 МПа.

Глубина спуска 2-ой секции принимается равной 2990 м.

Толщина стенки труб 2-ой секции принимается 7,0 мм. Так как наружные избыточные давления к устью продолжают уменьшаться, то трубы с данной толщиной стенки их выдержат. Дальнейший расчет проводится из условия прочности на страгивающие нагрузки в резьбовом соединении. Длина секции определяется по формуле:

li= ([P] - ∑Qi-1) /qi м, (2.88)

qi - вес 1 м труб искомой секции, кН;

∑Qi-1 - общий вес предыдущих секций, кН;

[P] - допустимая нагрузка на растяжение, кН.

Допустимая нагрузка на растяжение определяется по формуле:

[P] =РСТ/nI3 кН, (2.89)

где РСТ - страгивающая нагрузка для соединений труб соответствующей секции, кН.

[P] =1019/1,3= 783,8 кН.

Длина 2-ой секции определяется по формуле (2.88):

l2= (783,8-29,1) /0,243=3105 м

Принимается длина 2-ой секции 2990. Тогда вес 2-ой секции по (2.86):

QI2=2990 ⋅ 0,243=726,6 кН.

Вес 2-х секций составит

∑QI= 29,1+726,6=755,7 кН.

Сводные данные о конструкции обсадной колонны приведены в табл.2.14.

Таблица 2.14 *Сводные данные о конструкции обсадной колонн*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п. п.  секции | Группа прочности | Толщина стенки,  мм | Длина секции,  м | Вес, кН | | | Интервал  установки |
| секции | суммарный | 1 м труб |
| I | E | 7,7 | 110 | 29,1 | 29,1 | 0,265 | 3100 -  2990 |
| II | E | 7,0 | 2990 | 726,6 | 755,7 | 0,243 | 2990 - 0 |

## 2.12 Расчёт параметров цементирования

Расчёт параметров цементирования производится по методике изложенной в методическом пособии "Расчёт параметров цементирования обсадных колонн" под редакцией Редутиннског Л. С [13].

Обосновывается способ цементирования.

Под способом цементирования понимается схема доставки тампонажной смеси в затрубное пространство. Поэтому признаку выделяют несколько способов цементирования обсадных колонн: прямой одноступенчатый, прямой двухступенчатый, манжетный, обратный, цементирование "хвостовиков" и секций.

Среди перечисленных способов цементирования наилучшей технологичностью обладает способ прямого одноступенчатого цементирования, к тому же при этом способе можно получить наиболее высокое качество разобщения. Поэтому способ одноступенчатого цементирования всегда предпочтительнее других способов, если применение последних не вызывается необходимостью по горнотехническим условиям.

Способ прямого двухступенчатого цементирования целесообразно использовать:

При наличии зон поглощений в нижележащих пластах.

При наличии резко различающихся температур в зоне подъема цементного раствора, вызывающих быстрое его схватывание в нижней части.

В случае невозможности одновременного вызова на буровую большого числа цементировочных агрегатов.

Использование двухступенчатого цементирования позволяет значительно снизить давление на горные породы и предотвратить их гидроразрыв.

Манжетное цементирование применяют на месторождениях с низким пластовым давлением или сильно дренированных, подверженных гидроразрыву пластов. При данном способе исключается загрязнение продуктивного горизонта, находящегося ниже спецмуфты, тампонажной смесью.

При обратном цементировании ускоряется процесс доставки тампонажной смеси в затрубное пространство и снижается давление на горные породы. Этот способ находит широкое применение при цементировании обсадных колонн, перекрывающих пласты большой мощности, подверженные гидроразрыву при небольших перепадах давления, а также рекомендуется для заливки колонн небольшой глубины.

Необходимость в цементировании "хвостовиков" или секций обсадных колонн возникает, если в конструкции скважины предусмотрен спуск колонны в виде "хвостовиков" или секций [2].

Выбираем простейший, наиболее технологичный и распространенный на данном месторождении и в Западной Сибири способ прямого цементирования, который предполагает доставку тампонажной смеси в затрубное пространство через башмак обсадной колонны.

Проведем расчет для определения возможности одноступенчатого цементирования [15]. Такая возможность определяется из условия гидроразрыва пород и минимально возможного удельного веса гельцементного раствора, то есть, возможность регулирования удельного веса гельцементного раствора лежит в пределах:

q ГЦМИН < qГЦ < qГЦМАКС, (2.90)

где q ГЦМИН - минимально возможный удельный вес гельцементного раствора Н/м3,qГЦМАКС - максимально возможный удельный вес гельцементного раствора, при которой ещё не произойдет гидроразрыв пород Н/м3.

Облегченный гельцементный раствор применяется для снижения гидростатического давления на горные породы. Практикой установлено, что достаточно удовлетворительные свойства цементного камня получаются при облегчении гельцементного раствора до удельного веса q ГЦМИН=1,32⋅104 Н/м3.

Максимальный удельный вес гельцементного раствора, при которой ещё не произойдет гидроразрыв пород, определяется из выражения:

qГЦМАКС = (L⋅qСР - hБР⋅qБР - hЦР⋅qЦР) /hГЦ Н/м3, (2.91)

где qСР - допустимое средневзвешенное значение удельного веса жидкости за колонной, Н/м3;

hБР - расстояние от устья скважины до уровня тампонажной смеси в затрубном пространстве, м;

hГЦ - высота столба гельцементного раствора, м;

hЦР - высота столба чистого цементного раствора, м; принимается - 550 м;

qБР - удельный вес чистого цементного раствора из портландцемента и может быть принят 1,83⋅104 Н/м3.

Допустимое средневзвешенное значение удельного веса жидкости за колонной определяется из выражения:

qСР=РГР/ (L⋅ [1+λЗП⋅ (VЗП) 2/2⋅g⋅ (DД - D) ⋅КК]) Н/м3, (2.92)

где РГР - давление гидроразрыва пород в призабойной зоне, МПа; λЗП - безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве; VЗП - скорость движения потока в затрубном пространстве, м/с; DC - диаметр скважины, м; D - наружный диаметр обсадных колонн, м; КК - коэффициент кавернозности. По формуле (2.92) получится:

qСР=52,18 / (3105⋅ [1+0,035 ⋅ 1,52/2⋅9,8 ⋅ (0,2159 -0,146) ⋅1,7]) =1,68⋅104 Н/м3.

Таким образом, из выражения (2.91) получается:

qГЦМАКС = (3105⋅1,68⋅104 - 450⋅1,08⋅104 - 320⋅1,83⋅104) /2155=1,92⋅104 Н/м3.

Так как qГЦМАКC>qГЦМИН, то цементирование обсадной колонны в одну ступень возможно. При этом значение удельного веса гельцементного раствора может быть принято по условию (2.90) в пределах 1,32…1,92⋅104 Н/м3.

Рассчитывается объем буферной и продавочной жидкостей и тампонажной смеси.

Объем тампонажной смеси определяется объемом затрубного пространства, подлежащего цементированию, и объемом цементного стакана.

VТС=VЗП+VСТ м3, (2.93)

где VЗП - объемом затрубного пространства, м3; VСТ - объемом цементного стакана, м3. При цементировании затрубного пространства часто используется тампонажная смесь разного состава. В частности, интервал эксплуатационного объекта цементируют чистым цементным раствором, а вышележащий интервал - облегченной тампонажной смесью (гельцементом).

Тогда:

VЗП= VЗПЦР+VГЦ м3, (2.94)

где VЗПЦР - объем цементного раствора в затрубном пространстве, м3; VГЦ - объем гельцементного раствора, м3. Объем цементного раствора в затрубном пространстве составит:

VЗПЦР=π/4⋅ (DД2 - D2) ⋅КК ⋅hЦР м3, (2.95)

где D - наружный диаметр обсадной колонны, м;

hЦР - высота столба цементного раствора, м.

VЗПЦР=3,14/4⋅ (0,21592 - 0,1462) ⋅1,1 ⋅320 =7 м3.

Интервал гельцементного раствора располагается одной частью в необсаженном стволе, а другой в обсаженном. Поэтому объем гельцементного раствора определяется по выражению:

VГЦ=π/4⋅ [ (DД2 - D2) ⋅КК⋅hСГЦ + (DВ2 - D2) ⋅hОГЦ] м3, (2.96)

где hСГЦ - высота столба гельцемента в необсаженном стволе, м;

hОГЦ - высота столба гельцемента в обсаженном стволе, м;

DВ - внутренний диаметр предыдущей колонны, м.

По данным кавернограмм коэффициент кавернозности в интервале: 650 - 2785м К=1,7.

VГЦ=3,14/4⋅ [ (0,21592 - 0,1462) ⋅1,7 ⋅2135 + (0,21692 - 0,1462) ⋅200] =77,2 м3.

Объем цементного стакана определяется внутренним объемом обсадной колонны в интервале от башмака до кольца "стоп" и находится по формуле:

VCT=π/4⋅dВ2⋅h CT м3, (2.97)

где dВ - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

hCT - высота цементного стакана, м.

Ориентировочную высоту цементного стакана принимается равной 30 м, исходя из условия 10 м на каждые 1000 м ствола скважины.

VCT=3,14/4⋅ 0,13062 ⋅30 =0,4 м3.

Общий объем цементного раствора составит:

VЦР = VЗПЦР + VCT м3. (2.98)

VЦР = 7+ 0,4=7,4 м3.

Общий объем тампонажной смеси:

VТС = VЦР + VГЦ м3. (2.99)

VТС = 7,4+77,2= 84,6 м3.

Рассчитывается удельный вес тампонажной смеси.

Компонентами чистого цементного раствора являются цемент и вода. В качестве цемента, согласно ГОСТ 1581-96 "Портландцементы тампонажные. Технические условия" используем портландцемент тампонажный бездобавочный для умеренных температур марки ПЦТ I - 100, так как облегчающих добавок не требуется, а температура на забое скважины составляет 940С. Удельный вес цемента равен 3,12⋅104Н/м3. В качестве жидкости затворения используем техническую воду, удельный вес которой 1,0⋅104Н/м3. Весовое отношение воды к цементу в растворе описывает водоцементное отношение m=0,5 [13, стр.14].

Исходная формула для расчета удельного веса цементного раствора:

qЦР= ( (1+m) ⋅qЦ⋅qВ) / (qВ+m⋅qЦ) Н/м3, (2.100)

где qЦ - удельный вес цемента, Н/м3;

qЦ - удельный вес технической воды, Н/м3.

По формуле (2.13.11) находим:

qЦР= ( (1+0,5) ⋅3,12 ⋅104⋅1,0 ⋅104) / (1,0 ⋅104+0,5⋅3,12 ⋅104) =1,82⋅104 Н/м3.

Компонентами гельцементного раствора являются цемент, вода, наполнитель (глинопорошок) и наполнитель (при необходимости). В качестве цемента используем портландцемент тампонажный ПЦТ I - 100, с удельным весом 3,12⋅104Н/м3, в качестве жидкости затворения используем техническую воду, удельный вес которой 1,0⋅104Н/м3. В роли наполнителя используем бентонитовый порошок с удельным весом 2,8 ⋅104Н/м3.

Ранее было определено, что значение удельного веса гельцементного раствора находится в приделах 1,32…1,92 ⋅104Н/м3. По табл.3.2.1 [13, стр.17] выбирается удельный вес гельцементного раствора равной 1,53⋅104Н/м3 и принимается значение глиноцементного отношения равным 0,33.

Водоцементное отношение находим по формуле:

М = 0,5+2,2 Б, (2.101)

где М - водоцементное отношение;

Б - глиноцементное отношение.

М = 0,5+2,2 ⋅0,33=1,23.

Окончательное значение удельного веса гельцементного раствора рассчитываем по формуле:

qГЦ= (М+1+Б) / (М/qВ+1/qЦ +Б/qН) Н/м3, (2.102)

где qН - удельный вес наполнителя.

Таким образом получаем:

qГЦ= (1,23+1+0,33) / (1,23/1⋅104+1/3,12 ⋅104+0,33/2,8 ⋅104) =1,53⋅104 Н/м3.

Определяется потребное количество составных компонентов для тампонажной смеси.

Для чистого цементного раствора необходимо найти количество цемента и воды. При принятом водоцементном отношении m количество цемента определяется следующим образом. В одном кубометре цементного раствора содержится цемента - ρЦ; воды - m ⋅ ρЦ, удельный вес 1 м3 раствора составляет - qР. Тогда расход цемента на 1 м3 раствора составит:

ρЦ = q ЦР / (1+m), т/м3. (2.103)

ρЦ = 3,12⋅104/ (1+0,5) =2,08 т/м3.

Расход воды на 1 м3 раствора составит:

ρВ =m ⋅ ρЦ т/м3. (2.104), ρВ =0,5 ⋅ 2,08=1,04 т/м3.

Потребное количество цемента для приготовления всего объема цементного раствора определяется по формуле:

GЦI =VЦР⋅ρЦ ⋅K т. (2.105)

Где К - коэффициент неизбежных потерь цемента при затворении, принимается 1,05.

GЦI=7,4⋅2,08⋅1,05= 16 т.

Потребное количество воды для приготовления всего объема цементного раствора определяется по формуле:

GВI = m ⋅ GЦI т. (2.106)

GВI= 0,5 ⋅ 16=8 т.

Для гельцементного раствора необходимо найти количество воды, цемента и наполнителя (глинопорошка). При принятых значениях водоцементного и глиноцементного отношений находим количество цемента. В одном кубометре раствора содержится: цемента - ρЦ; воды - М ⋅ ρЦ; глинопорошка - Б⋅ ρЦ.

Расход цемента на 1 м3 раствора составит:

ρЦ = qГЦ/ (1+М+Б) т/м3. (2.107)

ρЦ = 1,53⋅104/ (1+1,23 +0,33) =0,598 т/м3.

Расход воды на 1 м3 раствора составит:

ρВ = М ⋅ ρЦ т/м3. (2.108)

ρВ =1,23 ⋅ 0,598 = 0,736т/м3.

Расход глинопорошка на 1 м3 раствора составит:

ρН =Б • ρЦ т/м3. (2.109)

ρН =0,33 ⋅ 0,598 = 0, 197 т/м3.

Общее количество цемента определяется как:

GЦII=VГЦ⋅ρЦ ⋅K т. (2.110)

GЦII =77,2⋅0,598⋅1,05=48,5 т.

Общее количество воды определяется как:

GВII =М⋅GЦ т. (2.111)

GВII=1,23⋅48,5= 60 т.

Общее количество наполнителя определяется как:

GН = Б ⋅ GЦII т. (2.112)

GН = 0,33 ⋅ 48,5=16 т.

На весь объем цементирования скважины суммарное количество цемента составит:

∑ GЦ =GЦI +GЦII т. (2.113)

∑ GЦ = 16 + 48,5 = 64,5 т.

Суммарное количество сухого порошка (цемента и наполнителя) составит:

∑ G= ∑ GЦ + GН т. (2.114)

∑ G= 64,5+16=80,5 т.

Рассчитывается объем продавочной жидкости.

Продавочная жидкость служит для вытеснения тампонажной смеси из обсадной колонны в затрубное пространство с помощью продавочной пробки.

В качестве продавочной жидкости используется буровой раствор, объем которого определяется по формуле:

VПЖ = (∑ (π⋅d I2/4⋅l I)) ⋅KI м3, (2.115)

где dI - внутренний диаметр соответствующей секции обсадной колонны;

l I - длина соответствующей секции (без учета цементного стакана);

КI - коэффициент, учитывающий сжатие пузырьков воздуха в продавочной жидкости и деформацию обсадной колонны (КI= 1,03).

VПЖ = ( (3,14⋅0,13062/4⋅110) + (3,14⋅0,1322/4⋅2990)) ⋅1,03=43,2 м3.

Определяем тип и объем буферной жидкости.

Буферная жидкость закачивается в обсадную колонну перед тампонажной смесью и выполняет следующие функции:

Отделяет в затрубном пространстве тампонажную смесь от вышерасположенного бурового раствора, что препятствует их смешению. В противном случае при смешивании тампонажного и бурового растворов часто образуется трудно прокачиваемая смесь.

Очищает стенки скважины от глинистой корки, что в дальнейшем улучшает контакт цементного камня с породой.

Облегчает процесс вытеснения бурового раствора, обеспечивая большую степень замещения бурового раствора цементным.

Применение буферных жидкостей значительно повышает качество цементирования.

В качестве буферной жидкости используется двухпроцентный водный раствор триполифосфата натрия, удельный вес буферной жидкости составит 1,0⋅104Н/м3.

Объем буферной жидкости должен обеспечить выполнение вышеперечисленных функций. Практикой установлено, что минимально необходимая высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве должна ориентировочно составлять 100 м на каждые 1000 м цементируемого интервала. Тогда минимальный объем буферной жидкости составит:

VБЖМИН=π/4⋅ (DД2 - D2) ⋅K ⋅hБЖМИН м3. (2.116)

где hБЖМИН -минимально необходимая высота столба буферной жидкости, м.

VБЖМИН=3,14/4⋅ (0,21592 - 0,1462) ⋅1,7 ⋅3100/100=1,05 м3

Так как qБР >qБЖ, то с увеличением столба буферной жидкости снижается гидростатическое давление и может произойти выброс. Поэтому находится максимальное количество закачиваемой в скважину буферной жидкости из условия отсутствия выброса:

VБЖМАКС=π/4⋅ (DД2 - D2) ⋅K ⋅hБЖМИАКС м3, (2.117)

где hБЖМАКС - максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве, м. Максимальная высота столба буферной жидкости в затрубном пространстве находится по формуле:

h БЖМАКС = (10-6⋅Н⋅ qБР - PПЛ) / (10-6⋅ (qБР -qБЖ) м. (2.118)

hБЖМАКС= (10-6⋅2825⋅1,08⋅104 - 28,5) / (10-6⋅ (1,08⋅104 - 1,0⋅104) =2512 м.

По формуле (2.117) находится максимальный объем закачиваемой в затрубное пространство буферной жидкости:

VБЖМАКС=3,14/4⋅ (0,21592 - 0,1462) ⋅1,7 ⋅2512=87м3.

Номинальный объем буферной жидкости должен находится в пределах между минимальным и максимальным значениями:

VБЖМИН<VБЖ<VБЖМАКС м3. (2.119)

Ориентировочно номинальный объем буферной жидкости может быть найден из выражения:

VБЖ =π/4⋅ (DД2 - D2) ⋅K⋅hБЖм3. (2.120)

где hБЖ - высота столба буферной жидкости и находится по выражению:

hБЖ= V⋅ t м, (2.121)

где V-скорость восходящего потока равная 2 м/с;

t - время контакта буферной жидкости со стенками скважин равное 600 секунд.

Тогда по формулам (2.121) и (2.120):

hБЖ= 2⋅ 600=1800м

VБЖ =3,14/4⋅ (0,21592 - 0,1462) ⋅1,7 ⋅1800=61 м3

По условию (2.119)

1,05 < 61< 87, м3.

Так как условие (2.119) выполняется, то принимается объем буферной жидкости равным 61 м3.

Выбирается тип и количество цементировочного оборудования.

При цементировании обсадных колонн в качестве основных технических средств используются цементировочные агрегаты, предназначенные для доставки тампонажной смеси в затрубное пространство, и смесительные машины для ее приготовления. В качестве дополнительных средств используются станции контроля цементирования СКУПЦ - К, блок манифольдов, в зимнее время так же используются парогенераторная установка. Их характеристики представлены ниже [14].

Установка блока манифольдов УМК - 70К:

Максимальное давление, МПа:

в напорном коллекторе 70;

в раздающем коллекторе 2,5.

Количество отводов:

на напорном коллекторе 6;

на раздающем коллекторе 8;

на отходящих к устьевой головке 2.

Номинальный диаметр отводов, мм 50.

Гидроманипулятор, подъемный момент, кН•м 75.

Масса, кг 16600.

Парогенирирующая установка МПУ - 05/07:

На базе автомобиля КамАЗ - 43101 и Урал - 4320.

Производительность по пару, кг/час 500.

Температура пара, 0 С 170.

Давление пара, МПа 0,7.

Габаритные размеры, мм 8270х2500х3500.

Масса не более, кг 15100.

Определяем тип цементировочного агрегата.

Цементировочный агрегат должен обеспечить следующее давление:

РЦА ≥РЦГ/0,8 МПа, (2.122)

где РЦА - давление, развиваемое цементировочным агрегатом, МПа;

РЦГ - максимальное давление на цементировочной головке, равное гидравлическим сопротивлениям при цементировании обсадной колонны, МПа.

Максимальное давление на цементировочной головке можно записать в виде выражения:

РЦГ =ΔРГС +РГД+РСТ МПа, (2.123)

где ΔРГС - гидростатическое давление, возникающее из-за разности плотностей жидкости внутри колонны и затрубном пространстве, МПа;

РГД - давление, необходимое для преодоления гидродинамических сопротивлений при движении жидкости внутри колонны и затрубном пространстве, МПа;

РСТ - дополнительное давление, возникающее при посадке продавочной пробки на кольцо "стоп" (РСТ=2,0 МПа).

Разность давлений от составного столба жидкости за колонной РГСЗП и внутри колонны РГСТР равна гидростатическому давлению ΔРГС:

ΔРГС =10-6⋅ (3105-450-30) ⋅ (1,53⋅104 - 1,08⋅104) =11,6 МПа

ΔРГС = РГСЗП - РГСТР =10-6⋅ (L-hБР-hСТ) ⋅ (qТС-qБР) МПа. (2.124)

Гидродинамические сопротивления РГД определяется суммой сопротивлений при движении жидкости внутри обсадной колонны и в затрубном пространстве:

РГД =РГДТР+РГДЗП МПа, (2.125)

где РГДТР - гидродинамические сопротивления при движении жидкости внутри обсадной колонны, МПа;

РГДЗП - гидродинамические сопротивления при движении жидкости в затрубном пространстве, МПа.

По формуле Дарси - Вейсбаха:

РГДТР= 10-6 ⋅λТР⋅qТР ⋅VТР2/ (2⋅g) ⋅ L/d МПа. (2.126)

РГДЗП= 10-6 ⋅λЗП⋅qЗП ⋅VЗП2/ (2⋅g) ⋅L/ (DД-D) ⋅K МПа, (2.127)

где λТР и λЗП - соответственно коэффициенты гидравлических сопротивлений в трубах и затрубном пространстве (λТР =0,02; λЗП=0,035);

qТР и qЗП - соответственно плотности прокачиваемой жидкости внутри колонны и в затрубном пространстве (qТР = qБР; qЗП = qСР), Н/м3;

VТР и VЗП - соответственно: скорости движения потока жидкости внутри труб и в затрубном пространстве (VЗП =1,5 м/с), м/с;

SЗП и SТР - соответственно площади затрубного пространства и внутренней полости трубы, м2;

DС, D, d - соответственно: диаметр скважины, наружный и внутренний обсадных труб.

Определяем скорость движения потока жидкости в затрубном пространстве по формуле:

VТР = VЗП ⋅ SЗП/SТР м/с. (2.128)

VТР = 1,5⋅0,038/0,014=4,07 м/с.

Таким образом, по формулам (2.126) и (2.127):

РГДТР= 10-6 ⋅0,02⋅1,08 ⋅ 104 ⋅4,082/ (2⋅9,8) ⋅3105/0,132=4,3 МПа.

РГДЗП= 10-6 ⋅0,035⋅1,36 ⋅ 104 ⋅1,52/ (2⋅9,8) ⋅3105/ (0,2159-0,146) ⋅1,7=1,3 МПа.

По формуле (2.125):

РГД=4,3+1,3=5,6 МПа.

Таким образом, по формуле (2.123) определяется максимальное давление на цементировочной головке:

РЦГ =11,6 +5,6+2,0=19,2 МПа.

Необходимое давление цементировочного агрегата определяется по условию (2.122):

РЦА ≥19,2/0,8=24 МПа.

Такое давление обеспечит цементировочный агрегат АЦ - 32, который имеет следующие характеристики:

Полезная мощность, квт 108.

Насос поршневой цементировочный НПЦ - 32.

максимальное давление, МПа 32;

максимальная подача, л/с 23.

Насос водяной ЦНС - 38 - 154;

максимальное давление, МПа 15;

максимальная подача, л/с 10.

Двигатель привода водяного насоса ГАЗ - 52А.

Емкость мерного бака, м3 6,4.

Емкость бака для затворения цемента, м3 0,25.

Масса, кг 16610.

Рассчитывается количество цементировочных агрегатов.

Количество цементировочных агрегатов должно обеспечить необходимую производительность закачки и продавки тампонажной смеси. В свою очередь необходимая производительность цементирования задается из двух условий:

Из условия создания требуемой скорости восходящего потока в затрубном пространстве;

Из условия заданного времени цементирования.

Руководящие документы рекомендуют при цементировании эксплуатационных колонн скорость восходящего потока равную 1,8…2,0 м/с.

Чтобы обеспечить рекомендуемую скорость, суммарная производительность цементировочных агрегатов должна составлять:

∑Q=SЗП⋅VВП м3/с, (2.129)

где SЗП - площадь затрубного пространства, м2;

VВП - скорость восходящего потока в затрубном пространстве, м/с.

∑Q=0,038⋅1,8=0,0684м3/с

Требуемое число цементировочных агрегатов составит:

nЦА =∑Q/qIV+1 (2.130)

где q - производительность одного агрегата на скорости, при диаметре втулок, обеспечивающих необходимое давление, м3/с;

1 - резервный агрегат

nЦА =0,0684/0,0145+1=5,7

Принимается число цементировочных агрегатов nЦА =6.

Исходя из условия заданного времени цементирования, находится потребная суммарная производительность цементировочных агрегатов:

∑Q= (VТС +VПЖ) / (0,75 ⋅TН. СХВ - TДОП) м3/с, (2.131)

где VТС и VПЖ - объемы тампонажной смеси и продавочной жидкости соответственно, м3;

TН. СХВ - время от затворения тампонажной смеси до начала ее схватывания (для цемента ПЦТ I - 100 TН. СХВ =6300 с), с;

TДОП - дополнительное время, необходимое для вывода смесительной машины на рабочий режим и освобождение верхней продавочной пробки (TДОП=600с), с.

∑Q= (84,6+43,2) / (0,75⋅6300 - 600) =0,031 м3/с

По формуле (2.130) находится требуемое число цементировочных агрегатов:

nЦА =0,031/0,0145 +1=3,07

Принимается число цементировочных агрегатов nЦА =4

Окончательное число цементировочных агрегатов принимается по наибольшему из полученных значений, то есть nЦА =6.

Выбираются смесительные машины.

Смесительные машины (агрегаты) предназначены для приготовления тампонажных смесей путем смешивания жидкости затворения и твердой фазы, транспортировки сухого порошка, а также могут быть использованы для приготовления глинистого раствора. Главными составными элементами смесительной машины являются бункер с загрузочным и подающим шнеками и гидросмесительная воронка.

Принимается цементосмесительная машина типа УС - 6 - 30, которая имеет следующие характеристики:

Транспортная грузоподъемность, т 18…20.

Вместимость бункера по сухому цементу, т 30.

Объем бункера, м3 20.

По количеству необходимого сухого порошка, затариваемого в смесительные машины, их количество определяется из выражения:

nсм =∑G/G1, (2.132)

где ∑G - суммарное количество сухого порошка, необходимого для проведения цементирования, т;

G1 - грузоподъемность одной смесительной машины, т.

nсм =80,5/20=4,025

Принимаем nсм =5.

Расчетные данные, полученные в этом разделе, заносятся в паспорт крепления скважины.

Рассчитывается технологический режим цементирования скважины.

В процессе цементирования в различные периоды времени давление, необходимое для прокачивания жидкостей, не остается постоянным. Отсюда возникает задача расчета давлений на цементировочной головке для разных этапов цементирования и подбора развиваемых агрегатом давлений, то есть подбора скоростей работы агрегата на соответствующих этапах.

Работу цементировочных агрегатов на различных скоростях можно определить, построив график давлений на цементировочной головке в реальных значениях.

Так как объем тампонажной смеси больше внутреннего объема, то на графике выделяются три характерные точки А, Б, С, значения которых определяются в координатах "давление - объем" рис.2.7

Точка А соответствует началу закачки тампонажной смеси (закачка буферной жидкости в данном случае не учитывается). Координата "давление" будет соответствовать гидродинамическим сопротивлениям, то есть РАЦГ=РГД=5,6 МПа.

Точка Б означает, что обсадная колонна заполнена тампонажной смесью на весь объем. От сюда следует, что объем для точки Б равен внутреннему объему обсадной колонны VБ =VВН =42,4 м3. Давление в этой точке будет минимальным и равным:

РБЦГ=РГД - ΔРГС МПа (2.133)

РБЦГ =5,6 - 11,6 = - 6 МПа.

Точка В соответствует концу продавки тампонажной смеси. Объем в этой точке равен суммарному объему закаченной тампонажной смеси и продавочной жидкости:

VВ =VТС+ VПЖ м3 (2.134)

VВ =84,6+43,6=127,8 м3.

Давление в точке В соответствует максимальному давлению в конце продавки (без учета давления для получения сигнала "стоп"):

РВЦГ=РГД+ ΔРГС МПа (2.135)

РВЦГ =5,6+11,6=17,2 МПа.

Помимо характерных точек выделяются также и вспомогательные точки, характеризующие процесс цементирования с применением конкретного цементировочного оборудования и обусловленный исходными значениями.

Таких точек выделено пять: точка 1 соответствует началу работы одного агрегата на IV скорости по закачке в скважину чистого цементного раствора, точка 2 соответствует началу работы агрегатов на IV скорости по закачке продавочной жидкости, точка 3 соответствует началу работы агрегатов на III скорости по закачке продавочной жидкости, точка 4 соответствует началу работы агрегатов на II скорости по закачке продавочной жидкости, точка 5 соответствует началу работы одного агрегата на II скорости по продавке 2% от объема продавочной жидкости.

По графику определяем объемы тампонажной смеси и продавочной жидкости закачиваемые при разных режимах работы цементировочных агрегатов.

При цементировании скважины используем цементировочные агрегаты АЦ-32 с диаметром втулок поршневого цементировочного насоса НПЦ-32 равным 125 мм. Характеристика работы агрегата, имеющего втулки такого диаметра приведены в табл.2.15.

При расчете времени цементирования и времени начала схватывания тампонажной смеси необходимо соблюдение условия:

∑T+ TДОП <0,75 ⋅TН. СХВ сек, (2.136)

где ∑T - время закачки тампонажной смеси и продавочной жидкости.

Время закачки порции тампонажной смеси на определенной скорости работы цементировочного агрегата определяется по формуле:

TТС=VTCIV/ (qIV⋅nIV) сек, (2.137)

где VTCIV - объем тампонажной смеси закачиваемой на IV скорости ЦА;

nIV - число одновременно работающих агрегатов.

Таблица 2.15 *Характеристика работы агрегата АЦ - 32 с диаметром втулок поршневого насос НПЦ-32 равным 125 мм*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Скорость наоса | Производительность насоса Q, л/с | Рабочее давление, МПа |
| I | 2,3 | 24 |
| II | 4,3 | 19 |
| III | 8,1 | 10 |
| IV | 14,5 | 6 |



Рис. 2.7 График давлений на цементировочной головке

Рассчитывается число применяемых агрегатов на каждом этапе цементирования и заносится в табл.2.16.

Таблица 2.16 *Режимы работы цементировочных агрегатов*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид  жидкости | Объем, м3 | Число  агрегатов | Скорость  агрегата | Время  закачки, сек |
| Буферная | 61 | 5 | IV | 842 |
| Тампонажная  (гельцемент) | 77,2 | 5 | IV | 1065 |
| Тампонажная  (цементный  раствор) | 7,4 | 1 | IV | 510 |
| Продавочная | 2,2  14,2  26,8  0,9 | 4  4  4  1 | IV  III  II  II | 38  438  1558  210 |

По условию (2.136):

1065+510+38+438+1558+210+600 <0,75 ⋅ 6300

4419 <4725

Условие выполняется, следовательно расчет проведен правильно и режимы работы цементировочных агрегатов выбраны точно.

## 2.13 Технология спуска обсадных колонн и цементирования

Спуск обсадной колонны - весьма ответственная операция. До начала спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы в скважине, тщательно проверено состояние бурового оборудования и инструмента, соответствие грузоподъемности вышки и талевой системы весу подлежащей спуску колонны, подготовлен ствол скважины.

За несколько дней до спуска колонны на буровую завозятся обсадные трубы, элементы технологической оснастки и необходимый дополнительный инструмент, тщательно проверенные и испытанные на базе, а так же специальную смазку для обеспечения герметичности резьбовых соединений при наиболее высоких температурах, возможных в скважине.

На буровой обсадные трубы вновь осматривают, проверяют овальность жесткими двойными шаблонами соответствующих диаметров; трубы, поврежденные при транспортировке и с повышенной овальностью, отбраковывают, а годные сортируют по группам прочности, толщине стенок и видам резьбовых соединений и укладывают на стеллажи в порядке, противоположном определенности спуска их в скважину. При укладке каждую трубу нумеруют, измеряют её длину; номер трубы, её длину и нарастающую длину колонны записывают в специальный журнал.

По данным каверно - и профилеграмм выявляют участки сужений ствола скважины, а по инклинограммам - участки резкого искривления. Эти участки тщательно прорабатывают новыми долотами со скоростью не более 35 - 40 м/ч и расширяют до номинального диаметра. При проработке целесообразно применять ту же компоновку низа бурильной колонны, которую использовали для бурения последнего интервала скважины, особенно если условия бурения сложные - калибруют: спускают бурильную колонну, низ которой имеет примерно такую же жесткость, как и подлежащая спуску обсадная колонна, и следят за успешностью прохождения такой компоновки до забоя. Если наблюдаются посадки или затяжки, ствол прорабатывают с несколько меньшей скоростью. По окончании калибровки скважину тщательно промывают в течении одного-двух циклов циркуляции. При проработке применяют промывочную жидкость с минимальным показателем фильтрации, низкими значениями статического и динамического напряжений сдвига и пластической вязкости, а также с хорошими смазочными характеристиками.

При подъеме бурильной колонны после проработки или калибровки измеряют ее длину и уточняют длину скважины; при этом надо учитывать, что действительная длина скважины больше суммарной измеренной длины поднятых из нее бурильных труб на величину удлинения колонны.

К спуску колонны приступают сразу же, как только закончен подъем бурильных труб после промывки скважины [15].

Обсадную колонну спускают с помощью механизированных клиньев и одного элеватора.

ВНИИКРнефть рекомендует поддерживать среднюю скорость спуска каждой трубы эксплуатационной колонны не более 1 м/с, а ниже башмака кондуктора - не более 0,4м/с.

При спуске колонны нужно контролировать полноту её заполнения промывочной жидкостью через обратный клапан, следя за объемом жидкости, вытекающей из скважины, и нагрузкой на крюке. После спуска каждых 500…800 м труб необходимо делать промежуточные промывки, чтобы освежить жидкость в скважине, удалить скопившийся шлам и уменьшить опасность газирования.

После окончания спуска колонну оставляют подвешенной на талевой системе, а скважину тщательно промывают; при этом колонна не должна упираться в забой [16].

Перед началом цементирования смонтированную обвязку линии высокого давления агрегатов подвергают гидравлической опрессовке давлением, величина которого в 1,5 раза превышает максимально ожидаемое давление при цементировании. Расстановку и обвязку цементировочного оборудования осуществляют по одному из вариантов типов схем. Цементировочные агрегаты в пределах площадки буровой необходимо располагать горизонтально, мерными емкостями к буровой и по возможности ближе к устью скважины. Закачивание затворяемого раствора в скважину начинается лишь после стабилизации режима работы цементосмесительных машин.

После окончания промывки скважины на верхний конец обсадной колонны наворачивается специальная цементировочная головка, в нашем случае ГУЦ 140-146х400-1, рассчитанная на максимальное давление 40 МПа, боковые отверстия которой с помощью трубопроводов соединяют с цементировочными агрегатами. Затем внутрь колонны закачивают буферную жидкость, тампонажную смесь, разделительную пробку и продавочную жидкость.

Необходимо выполнять следующие контрольные операции: осуществлять замеры плотности тампонажных растворов с помощью ареометров; замерять давление, развиваемое агрегатами и контролировать их с помощью манометров высокого давления; определять текущий объем закачиваемой в скважину жидкости; визуально контролировать характер циркуляции на устье скважины.

Как только пробка сядет на ЦКОД и остановится, давление начнет резко возрастать. Это служит сигналом для прекращения закачки продавочной жидкости; все краны на цементировочной головке закрывают, а скважину оставляют в покое на срок необходимый для превращения тампонажного раствора в камень.

Величина давления "стоп" должна превышать максимальное значение давления в конце цементирования на2,0 - 2,5 МПа и составлять не более 80% от давления опрессовки обсадных труб перед спуском в скважину [16].

После образования в заколонном пространстве цементного камня с достаточной прочностью выполняют следующие работы:

Спустя примерно сутки, но не ранее срока конца схватывания, стравливают избыточное давление в обсадной колонне и в заколонном пространстве, если оно сохранилось до этого;

Определяется положение кровли цементного камня в заколонном пространстве и оценивают качество цементирования (полноту замещения промывочной жидкости тампонажным раствором, наличие контакта между обсадной колонной и камнем, камнем и стенками скважины) с помощью акустического каротажа;

Путем опрессовки проверяется герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного заколонного пространства. Продавочная жидкость в колонне предварительно заменяется на воду. При опрессовке внутреннее давление в любом сечении колонны должно не менее чем на 10% превышать наибольшее ожидаемое давление в период испытания, освоения или эксплуатации скважины.

Колонну признают герметичной в том случае, если после замены продавочной жидкости водой не наблюдается перелива жидкости и выделения газа на устье и если в период выдержки колонны под давлением последнее в течении 30 минут снижается не более чем на 0,5 МПа

Все расчетные данные и мероприятия, предусмотренные проектом во время крепления скважины, заносятся в паспорт.

Паспорт на крепление скважины 1136 куста 38 Игольско-Талового месторождения эксплуатационной колонной 146 мм.

Данные о скважине и задание на ее крепление.

1. Забои скважины 3105 м.

2. Глубина спуска колонны 3100 м.

3. Глубина спуска кондуктора диаметром 0,245 м 650 м.

4. Номинальный диаметр ствола скважины 0,2159 м.

5. Параметры бурового раствора: согласно ГТН.

6. Максимальное ожидаемое пластовое давление на глубине3105 м 28,5 МПа

7. Максимальное ожидаемое давление в колонне на устье при цементировании Р = 24 МПа

1. Подготовительные работы перед спуском колонны.

1.1 Подготовить, завезти на буровую и уложить в порядке спуска в скважину необходимое количество обсадных труб (по п.2 1), спрессованных давлением 25МПа и дополнительно (с учетом 3% запаса на случай отбраковки) 90 метров трубы типа 146-Е -7,0 ОТТМА (ГОСТ 632-80).

Ответственные БПО БР.

1.2 Завезти на буровую и подготовить к спуску элементы технологической оснастки эксплуатационной колонны:

Башмак БК - 146, шт.1

Обратный клапан ЦКОД - 146, шт.1

Фонари ЦЦ - 2 - 146, шт.11

Турбулизатор ЦТ - 146, шт.5

Скребок СК - 146, шт.10

Ответственные БПО БР.

1.3 Завезти на буровую необходимое количество тампонажных материалов:

Тампонажныи портландцемент ПЦТ-100 145т.

Бентонит 41 т.

Предварительно провести лабораторные исследования.

Затарить смесительную технику согласно таблицы:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Количество УС-6-30 | Цемента на один УС-6-30, т | Бентонит, т |
| 4  1 | 12,125  16 | 4  0 |
| 5 | 64,5 | 16 |

Ответственные: БПО, ЛГР, ЦТР

1.4 Подготовить к работе тампонажную технику:

цементировочные агрегаты АЦ32, ед.6

смесительные машины УС-6-30, ед.5

блок манифольдов УБМ-70К, ед. 1

парагенерирующая установка МПУ - 05/07, ед.1

Ответственные: ЦТР.

1.5 До начала спуска колонны замерить длину каждой обсадной трубы очистить резьбы.

Ответственный буровой мастер.

1.6 Проверить состояние вышки, бурового оборудования, КИП, превенторов.

Ответственные: механик ПРЦБО, буровой мастер.

1.7 Обеспечить на буровой запас обработанного бурового раствора в объеме 120 мЗ и 100мЗ технической воды (температура воды в зимнее время года +30 - +40 градусов).

Ответственный буровой мастер.

1.8 После проведения комплекса ПГИ ствол скважины шаблонировать компоновкой последнего долбления, места посадок и затяжек проработать до свободного хождения инструмента. Промывка на забое 1,5 - 2 цикла до выравнивания параметров бурового раствора согласно ГТН. Промежуток времени от последней промывки на забое до начала спуска колонны не должен превышать 16 часов. Если условие не выполняется, то производится повторное шаблонирование с промывкой на забое.

Ответственный буровой мастер, технолог буровой бригады.

1.9 Провести инструктаж буровой бригады по правилам производства работ при спуске колонны, назначить ответственных за контрольное шаблонирование труб и смазку резьбовых соединений.

Ответственный буровой мастер.

2. Спуск обсадной колонны.

2.1 Спуск обсадных труб осуществляется в следующем порядке:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал спуска, м | Длина секции, м | Тип обсадной трубы | Диаметр шаблона, м | Вес секции,  кН | Суммарный  вес колонны, кН |
| 3100 -  2990 | 110 | 146-Е 7, 7 ОТТМА | 0,1276 | 29,1 | 29,1 |
| 2990 -  0 | 2990 | 146-Е 7,0 ОТТМА | 0,131 | 726,6 | 755,7 |

2.2 Контроль за соблюдением порядка спуска труб, шаблонированием и длиной колонны возлагается на бурового мастера.

2.3 Типы и глубины установки элементов технологической оснастки обсадной колонны, м:

башмак БК - 146 3100

обратный клапан ЦКОД - 146 3070

Фонари ЦЦ-2-146 - устанавливаются:

в интервале продуктивного пласта, 30 м выше и 30 м ниже через 10м;

3 шт. в башмаке кондуктора и 1 на верхнюю трубу на устье.

Скребки - над и под интервалом перфорации на участках длиной 5 м через 0,5 м;

Турбулизаторы - в интервале продуктивного пласта, 5м выше и 5м ниже через 5 м.

2.4 Свинчивание обсадных труб производить ключом АКБ.

2.5 В качестве уплотнителей резьбовых соединений обсадных труб использовать смазку Р - 402. При свинчивании смазка должна быть обильно нанесена на резьбовые и уплотнительные поверхности ниппеля и муфты из расчета покрытия не менее 3/4 длины соединения считая от его торца.

2.6 Скорость спуска колонны: до глубины 670м не более 1 м/с, ниже - 0,4 м/с.

Не допускать величины опорожнения колонны более 300 м.

2.7 Промежуточную промывку производить на глубине 900 и 2400 м не менее 37 и 66 минут при производительности буровых насосов 29 л/сек, промывка на забое не менее двух циклов.

2.8 При возникновении поглощений в процессе спуска колонны восстановление циркуляции следует производить при минимально возможной подаче насоса или цементировочного агрегата.

3. Цементирование эксплуатационной колонны.

3.1 Потребную для работы цементировочную технику и оборудование расставить и обвязать в соответствии с типовой схемой произвести гидравлическую опрессовку давлением 30 МПа.

Ответственный: ЦТР.

3.2 Осуществить операции по цементированию обсадной колонны в следующей последовательности:

закачать в колонну 61 м3 буферной жидкости (раствор технической воды и 420 кг ТПФН);

затворить и закачать в скважину гельцементный раствор плотностью 1,53 г\см3 из 64,5 т тампонажного портландцемента и бентонита, цементный раствор плотностью 1,82 г/смЗ из 16 т тампонажного портландцемента ПЦТ I - 100. Пустить продавочную пробку и продавить цементный раствор буровым раствором в количестве до получения момента "стоп", стравить давление и оставить скважину на ОЗЦ 24 часа.

Общее руководство работами по креплению скважины эксплуатационной колонной возлагается на ведущего инженера по ЗР.

Расчет цементирования.

Объем гельцементного раствора плотностью 1,53 г\см3

Vгц=64,5 м3.

Объем цементного раствора плотностью 1,82 г\см3

Vц=7,4 м3.

Количество гельцементной смеси

Мгц = 77,2 т.

Количество чистого цемента

Мц*=* 16 т.

Объем продавочной жидкости:

VПР=43,2 мЗ

Расчет эксплуатационной колонны.

Коэффициент запаса прочности на растягивающие нагрузки:

Кстр =1, 19.

Коэффициент запаса прочности на смятие:

Ксм= 1,146.

2.14. Освоение скважины

Заключительный технологический этап при бурении эксплуатационных и разведочных нефтяных и газовых скважин связан с освоением продуктивных горизонтов. От качественной реализации технологии освоения зависит последующая эффективность объекта эксплуатации. В комплекс работ по освоению входят: вторичное вскрытие пласта, выбор способа вызова притока из пласта и, при необходимости, методов активного воздействия на призабойную зону с целью устранения вредного воздействия на продуктивный пласт процессов бурения при вскрытии и интенсификации притока [17].

## 2.14.1 Вторичное вскрытие пласта

Вторичное вскрытие пласта заключается в создании гидравлической связи скважины с пластом.

Во избежание открытого фонтанирования вторичное вскрытие осуществляется на репрессии, величина которой составит 4 - 7% [3].

Для создание гидравлической связи в скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами, для вскрытия применяют стреляющие (кумулятивные, пулевые) и гидропескоструйные перфораторы.

Перфораторы пробивают каналы в продуктивном пласте через стенки обсадных труб и слой затрубного цементного камня.

В настоящее время кумулятивным способом осуществляют свыше 90% всего объема перфорационных работ.

На данном месторождении вторичное вскрытие пласта рекомендуется производить кумулятивными бескорпусными перфораторами. Выбор производим по табл.4.48 [18, табл.4.48, стр. 204].

Наиболее подходящим к данным условиям является ленточный перфоратор ПКС 105Т, который имеет следующие характеристики:

Плотность перфорации, отверстия/метр:

Допустимая 10

За один спуск 6

Максимальный интервал перфорации за один спуск, м 30

Длина канала, м:

σ СЖ =45 МПа 0,275

σ СЖ =25 МПа 0,350

Диаметр канала, мм:

В трубе 44

В породе

σ СЖ =45 МПа 12

σ СЖ =25 МПа 14

ПКС 105Т имеет извлекаемый ленточный каркас, с зарядом в стеклянных или ситалловых оболочках. Перфораторы этого типа имеют пониженную термостойкость по сравнению с корпусными перфораторами. На средних глубинах они обладают более высокой производительностью и лучшей пробивной способностью, чем другие перфораторы. При перфорации с их использованием практически исключается засорение скважины осколками.

Плотность перфорации принимается равной 10 отверстий/метр.

Перед перфорацией устье оборудуется малогабаритной превенторной установкой типа ППМ 125х25, разработанной институтом ЗапСибБурНИПИ и изготавливаемой заводом "Тюменьбурмаш" (ОАО "Гром").

Так как первичное вскрытие продуктивного пласта осуществляется с буровым раствором на водяной основе, то применение в качестве перфорационной жидкости нефти и нефтепродуктов приведёт к образованию вязкой водонефтяной эмульсии, которая будет препятствовать движению флюида к призабойной зоне скважины и способствовать снижению коэффициента восстановления проницаемости.

Поэтому в качестве перфорационной жидкости предлагается использовать солевой раствор, применение которого получило широкое распространение на Игольско-Таловом месторождении.

## 2.14.2 Вызов притока из пласта

Чтобы получить приток из продуктивного горизонта, необходимо давление в скважине снизить значительно ниже пластового. Существуют различные способы снижения давления, основанные либо на замене тяжелой промывочной жидкости на более легкую, либо на плавном или резком понижении уровня жидкости в эксплуатационной колонне [17].

Перед началом вызова притока устье скважины оборудуется фонтанной арматурой (АФ). Технологией вызова притока предусматривается применение насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73 мм а рабочее давление на устье не превышает 21 МПа, то проектируется применение фонтанной арматуры АФ1-65х21ХЛ.

В последнее время просматривается необходимость перехода к технологиям освоения скважин в сторону ресурсосберегающих и наносящих минимальный вред окружающей среде методов работы на скважине. Наиболее полно этому процессу отвечает освоение скважин с помощью поршневого вытеснения - свабирования.

В классическом виде свабирование представляет собой процесс периодического спуска поршневого узла (сваба) под динамический уровень жидкости глушения в НКТ и последующего его подъема.

Спуск и подъем сваба производится с помощью каротажного подъемника (ПКС-5) на геофизическом кабеле. Глубина погружения сваба под уровень жидкости, из соображения допустимого усилия нагрузки в узле заделки троса, достигающего 3 тонны, не превышает 500…550 м.

Так как сваб имеет гибкую связь с устьевым оборудованием, то на последних циклах свабирования к нему можно присоединить регистрирующие приборы (манометр, термометр, расходомер, пробоотборник и т.д.) и совместить процесс исследования скважины со стадией понижения уровня жидкости, что также значительно сокращает рабочее время. Кроме того, геофизический кабель создает электрическую связь с прибором, а это предполагает не только регистрацию, но и контроль за моментом начала притока и, таким образом, своевременно прекратить свабирование и целиком переключиться на процесс исследования скважины, а также получить качественную глубинную пробу и сведения о гидродинамических характеристиках пласта.

При освоении проектной скважины планируется применение усовершенствованной технологической схемы свабирования с использованием отечественного оборудования.

Для того, чтобы использовать отечественные лубрикаторы, имеющие длину не превышающую 2 м, необходимо иметь сваб с регулируемой поперечной геометрией, позволяющей при спуске исключить трение между его уплотнительными элементами и внутренней стенкой НКТ, что значительно уменьшает массу груза, а значит, и общую длину свабового узла.

Принципиально новый технологический процесс представляет собой спуск в скважину НКТ, в состав которых входят пакерный узел гидравлического действия и обратный клапан. При достижении заданной глубины спуска НКТ создается избыточное давление, приводящее в действие пакерный узел. На фонтанной арматуре монтируется лубрикатор и далее выполняются операции в соответствии с классической технологией свабирования, но так как затрубное пространство скважины изолировано пакером, то для того, чтобы понизить уровень жидкости в НКТ на 1000 м, достаточно вытеснить 3...4 м рабочей жидкости, для чего необходимо сделать не более двух-трех циклов свабирования

Изменение поперечных размеров сваба происходит путем подачи энергии по геофизическому кабелю, либо (при нарушении внутреннего гидродинамического состояния сваба) при спуске его до расчетной глубины, при которой уплотнительные элементы сваба полностью перекроют внутреннее сечение НКТ. Отсюда возникает дополнительная возможность исследовать скважину не только в режиме притока, но и в закрытом режиме, когда в подпакерном пространстве происходит восстановление забойного давления до пластового. В этом случае возможно получение информации о состоянии прискважинной зоны и промыслово-добывных параметрах продуктивного пласта, которые невозможно получить без применения специального испытательного оборудования.

Конструкции сваба второго поколения и отработка отдельных элементов технологии свабирования совместно с пакерным узлом имеет существенные преимущества:

обеспечивается полная безопасность процесса освоения скважины за счет изоляции внутреннего ее пространства лубрикаторным узлом;

время, затрачиваемое на проведение одного снижения уровня жидкости в скважине, в 1,5...2,0 раза меньше, чем при компрессировании;

число необходимого оборудования сокращается вдвое;

многократно уменьшается потребление топливно-энергетических ресурсов;

значительно сокращается антропогенное воздействие на окружающую среду за счет уменьшения числа рабочего персонала и сокращения времени на освоение и исследование скважин.

## 2.15 Выбор и обоснование буровой установки, ее комплектование

Расчет режимов СПО и оснастки талевой системы

Центральным звеном бурового комплекса является буровая установка. При выборе буровой установки необходимо учитывать ряд основных факторов: глубина бурения, допустимая нагрузка на крюке, электрофицированность района работ, цель бурения.

Учитывая конкретные условия бурения, а именно то, что площадь ведения буровых работ заболоченная и бурение ведется с кустовых площадок, район обеспечен электроэнергией и глубина бурения скважин не превышает 3200 м, выбирается буровая установка типа БУ 3200/200 ЭК-БМ.

Согласно требования изложенным в [19] буровая установка должна соответствовать ГОСТ 16293-82, при этом также должны выполняться следующие условия:

[Gкр] / Qбк > 0,6; (2.138)

[Gкр] / Qоб > 0,9; (2.139)

[Gкр] / Qпр > 1, (2.140)

где Gкр - допустимая нагрузка на крюке, тс;

Qок - максимальный вес бурильной колонны, тс;

Qоб -максимальный вес обсадной колонны, тс;

Qпр -параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Максимальный вес бурильной колонны составляет QБК =67076 кг = 67,07 тс.

Максимальный вес обсадной колонны составляетQОБ =755,7 кН =75,57 тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

Qпр = k ⋅ Qмах тс, (2.141)

где k- коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата (k= 1,3);

Qмах - наибольший вес одной из колонн, тс.

Qпр = 1,3 ⋅ 67,07=87,19 тс.

По условию (2.138):

200/67,07=2,98 >0,6.

По условию (2.139):

200/75,57=2,64 >0,6.

По условию (2.140):

200/87, 19=2,29 >1.

Из вышеприведенных расчетов видно, что все условия выполняются, следовательно, буровая установка для бурения проектируемой скважины выбрана верно.

Техническая характеристика БУ 3200/200 ЭК-БМ.

Условная глубина бурения, м 3200

Допустимая нагрузка на крюке, кН (тс) 2000 (200)

Оснастка талевой системы 5×6

Высота основания (отметка пола буровой), м 8,5

Ротор Р-560

Клиновой захват ПКР-560

Тип бурового насоса УНБТ-950

Мощность бурового насоса, кВт 950

Буровой вертлюг УВ-250 МА1

Компрессор АВШ6/10

Талевый блок УТБК-5×200

Буровая лебедка ЛБ-750

Объем емкости для долива, м3 12

Полезный объем емкостей бурового раствора, м3 120

Полезный объем емкостей для воды вне эшелона, м3 100

Расстояние от оси скважины до края амбара, м 18

Производится расчет режимов СПО.

Определяется скорость крюка при различных скоростях лебедки по формуле:

Vкрi=Vi/Qт м/с, (2.142)

где Vкрi- скорость крюка на различных передачах лебедки;

Vi- i*-*я скорость вращения барабана лебедки, м/с;

Qт- вес талевой системы (Qтс=10 тс = 100 кН).

Для лебедки типа ЛБ-750 скорость вращения барабана лебедки на различных скоростях следующая:

V1=2 м/с; V4=7,36 м/с;

V2=3,04 м/с; V5=11,28 м/с;

V3=4,88м/с; V1=17,29 м/с.

По формуле (2.142)

Vкр1 =2/10=0,2 м/с; Vкр4 =7,36/10=0,736 м/с;

Vкр2 =3,04/10=0,304 м/с; Vкр5 =11,28/10=1,128 м/с;

Vкр3 =4,88/10=0,488 м/с; Vкр6 =17,29/10=1,729м/с.

Определяется грузоподъемность лебедки на крюке QЛiК, при различных скоростях подъема Vi по формуле:

QЛiК = (Nб ⋅ η) / Vкрi - Qтс кН, (2.143)

где Nб- мощность на барабане лебедки, кВт;

η- коэффициент полезного действия (η = 0,95).

QЛ1К = (560 ⋅ 0,95) / 0,2 - 100= 2560 кН;

QЛ2К = (560 ⋅ 0,95) / 0,304 - 100= 1650 кН;

QЛ3К = (560 ⋅ 0,95) / 0,488 - 100= 990 кН;

QЛ4К = (560 ⋅ 0,95) / 0,736 - 100= 623 кН;

QЛ5К = (560 ⋅ 0,95) / 1,128 - 100= 371 кН;

QЛ6К = (560 ⋅ 0,95) / 1,729 - 100= 197 кН.

Определяется условный вес одной свечи q по формуле

q= ( (Qбк+Qтс) ⋅ l) /L кН, (2.144)

где l - длина одной свечи (l = 25 м);

L - глубина скважины по стволу, м.

q= ( (670,76+100) ⋅ 25) /3105=6,2 кН.

Определяется общее количество свечей n по формуле

n=L/l, (2.145)

n=3105/25=125 шт.

Определяется количество свечей, которые можно поднять из скважины на каждой скорости лебедки ni по формуле

ni= ( (Qбк+Qтс) - QЛi - 1К) / q. (2.146)

Количество свечей поднимаемых на 6-ой скорости лебедки:

n6= 197/ 6,2=31 шт.

Количество свечей поднимаемых на 5-ой скорости лебедки:

n5= ( (670,76+100) - 197) /6,2=82 шт.

Количество свечей поднимаемых на 4-ой скорости лебедки:

n4= ( (670,76+100) - 371) /6,2=64 шт.

Количество свечей поднимаемых на 3, 2, 1 скоростях не определяется, так как на 6, 5 и 4 скорости можно поднять всю бурильную колонну.

Режимы СПО приведены в табл.2.17.

Таблица.2.17 *Режимы СПО*

|  |  |
| --- | --- |
| Скорость лебедки | Количество поднимаемых свечей, шт |
| 4  5  6 | 12  82  31 |

## 3. Вспомогательные цехи и службы

## 3.1 Ремонтная база

В результате длительной эксплуатации бурового оборудования либо при возникновении аварийных ситуаций происходит износ или поломка бурового оборудования.

Ремонтом вышедшего из строя оборудования занимается центральная база производственного обеспечения (ЦБПО), которая подразделяется на:

прокатно-ремонтный цех бурового оборудования (ПРЦБО);

прокатно-ремонтный цех труб и трубопроводов (ПРЦТ и Т).

В состав прокатно-ремонтного цеха бурового оборудования входят комплексные бригады по проведению планово-предупредительных ремонтов бурового оборудования, противовыбросового оборудования и фонтанных арматур.

В состав прокатно-ремонтного цеха труб и трубопроводов входит участок по ремонту труб и трубопроводов. Численный состав бригад ремонтной базы определяется исходя из трудоемкости работ по техническому обслуживанию.

Состав ремонтной службы меняется в зависимости от работ предприятия.

С целью повышения ответственности рабочих на своих местах, за каждым закреплена определенная группа оборудования.

Капитальный ремонт крупноблочного оборудования производится на ремонтно-механических заводах по разовым заявкам.

Текущий ремонт оборудования осуществляется слесарями, входящими в состав бригады, работающими на месторождении.

## 3.2 Энергетическая база

В табл.3.1 представлены сведения об электрическом снабжении буровой, его источниках и характеристики линии электропередач.

Таблица 3.1 *Электроснабжение*

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Источник электроснабжения | | | Характеристика ЛЭП | | Заявленная мощность | |
| Наимено-вание | расстояние до буровой, км | количество одновременно работающих установок | ЛЭП, кВ | длина, км | транс форматоров | суммарная системы электроснабжения  буровой |
| Энерго-система | 15 | 1 | 6 | 15 | 292 | 1396,8 |

Данные о количестве потребляемой энергии при подготовительных работах, бурении, креплении и испытании скважины приведены в табл.3.2

Таблица 3.2 *Количество потребляемой электроэнергии*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование  работ | Норма расхода электроэнергии | | | Количество потребляемой электроэнергии, кВт⋅ч | |
| Единицы измерения | Величина | Источник нормы | На первую скважину куста | На последующие |
| Подготовительные работы | кВт⋅ч/сут | 4140 | ЭСН табл.49-404 | 16560 | 4968 |
| Бурение и крепление | кВт⋅ч/м | 68 | ЭСН табл.49-405 | 181832 | 181832 |
| Испытание в колонне с передвижной установкой | кВт⋅ч/сут | 1520 | ЭСН табл.49-407 | 18665,6 | 18665,6 |
| Всего на скважину |  |  |  | 217057,6 | 205465,6 |

## 3.3 Водные ресурсы и водоснабжение

На каждом кусте, где ведётся бурение скважин на нефть и газ для бытовых нужд, а так же для технических нужд бурится неглубокая скважина на воду, глубина и параметры которой задаются "Рабочим проектом на бурение разведочно-эксплуатационных скважин для водоснабжения" Том-3-856, 1988г. В данном случае водяная скважина бурится до чеганской свиты, глубиной 240 м. Скважина артезианская, расположена на расстоянии 60 м от буровой. Рабочий расход составляет 6,2 м3/ч, что вполне удовлетворяет потребности в воде: техническая вода 120 м3/сут, а остальное на бытовые нужды. Объем запасных емкостей для воды составляет 50 м3. Скважина оборудуется фильтрами для очистки воды, в обвязку скважины входит водопровод диаметром 0,05 м и длиной 60 м.

## 3.4 Приготовление раствора

Буровой раствор для бурения скважин приготавливается непосредственно на буровой из привозных материалов. Руководство над приготовлением и контролем за параметрами раствора занимается инженер-технолог по буровым растворам, непосредственным контролем за параметрами во время бурения занимается лаборант-коллектор, приготовлением и обработкой раствора занят второй помощник бурильщика.

На буровой ведется журнал, в котором лаборант-коллектор ведет записи о параметрах бурового раствора, количестве использованных химреагентов, с периодичностью в 2 часа. Каждую неделю заполняется паспорт качества бурового раствора, в котором обозначаются основные качественные параметры бурового раствора и отправляется проба бурового раствора в лабораторию буровых и промывочных растворов.

## 3.5 Транспорт

Транспортировка грузов и вахт наземным транспортом обеспечивается управлением технологического транспорта УТТ. Парк УТТ составляет как колесная, так и гусеничная техника. В зависимости от времени года, и состояния дорожного полотна применяется та или иная техника.

К месторождению ведет автотрасса Стрежевой - Пионерный - Новый Васюган - Игол с бетонным покрытием, по которой ведется транспортировка грузов и рабочего персонала. На территории месторождения проложены дороги к кустам из круглого леса, отсыпанные грунтом. В зимнее время также используются зимние временные дороги.

Транспортировка работников из Стрежевого осуществляется вертолетами Ми-8, из Томска самолетами Ан-24 до вахтового посёлка Пионерный, а далее 250 км по автотрассе с бетонным покрытием автобусами туристического класса Кароса.

## 3.6 Связь и диспетчерская служба

Связь с буровой бригадой на Игольско-Таловом месторождении осуществляется с помощью радиостанции FM 10-164Д, которая находится в культбутке городка. В 6, 8, 12, 16,20 и 24 часа бурильщик работающей вахты сдает сводку в районную инженерно-техническую службу (РИТС), расположенную в поселке Игол. Сводка передается в центральную инженерно-техническую службу (ЦИТС), начальником смены РИТС, посредством телефонной связи. Помимо этого начальник смены РИТС принимает все распоряжения руководства внесением сообщений в журнал и доводит их до мастера бригады, также ведет диспетчеризацию служб и техники предприятия относящихся к месторождению. Связывается с подрядными организациями (геофизиками, дорожными строителями) и заказчиком (НГДУ).

Отсутствие простоев в работе во многом зависит от отлаженности работы диспетчерской службы.

## 3.7 Культурно-бытовое и медицинское обслуживание

Игольско-Таловое месторождение расположено на значительном расстоянии от Стрежевого и Томска, поэтому работы на буровой ведутся вахтовым методом, работающие живут и трудятся на кусту в течении вахты (15 дней). Для комфортабельного проживания устанавливается передвижной вахтовый городок, состоящий из 6 вагончиков для проживания рабочих буровой вахты, бурового мастера и инженеров-технологов, кухни-столовой, бани-сауны, сушилки и культбутки.

Медицинскую помощь можно получить в медпункте поселка Игол, в экстремальном случае на куст вызывается специальная бригада скорой помощи на вертолетной технике для транспортировки пострадавшего в больницу г. Стрежевого, обеспеченную необходимым оборудованием и высококвалифицированным персоналом. На кусте в обязательном порядке находится медицинская аптечка для оказания первой медицинской помощи на месте.

## 4. Безопасность жизнедеятельности

## 4.1 Безопасность в рабочей зоне

Вопросам охраны труда в конституции Российской Федерации отводится особое место. В ней говорится, что Российское государство заботится об улучшении условий и охране труда, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов во всех отраслях народного хозяйства.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства не соблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности:

Механические травмы.

Поражение электрическим током.

Пожары.

Взрывы.

Ожоги.

Также возможно появление следующих вредностей:

Климатические условия.

Шум.

Вибрация.

Освещение.

Запыленность и загазованность.

Механические травмы - возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей вышки и обшивки буровой, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда и т.д.

Поражение электрическим током - возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств при обслуживании электроустановок.

Пожары- возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.), так как территория может быть замазучена.

Источники пожара:

короткое замыкание, перегрев проводки;

открытый огонь;

удар молнии;

статическое электричество.

Взрывы- возможны при:

при наличии горючих веществ;

наличие окислителя или среды;

наличие сосудов под давлением;

источника зажигания (открытый огонь, короткое замыкание, статическое электричество).

Ожоги - возможны вследствие небрежного хранения и обращения с химическими реагентами, открытым огнем и горючими материалами, от электрического тока.

Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов.

Механические травмы. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно [3] и [20]. Кроме того, необходимо:

оградить вращающиеся части механизмов;

обеспечить машинные ключи страховочными канатами;

проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.

при ремонте должны вывешиваться знаки оповещающие о проведении ремонтных работ;

весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т.д.) согласно нормам: ''Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды'', утвержденных Минтруда России, №67, 16.12.97 г.

проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;

проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;

при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1тонны должны быть поставлены на учет в Госгортехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Госгортехнадзора [21].

Испытание включают в себя:

внешний осмотр;

статическое испытание;

динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д.), которые также подлежат испытанию.

Поражение электрическим током. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями ''Правил устройства электроустановок'' (ПУЭ), ''Правил эксплуатации электроустановок потребителей'' (ПЭЭП), утвержденных Госэнергонадзором 31.03.92 г. и ''Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей'' (ПТБЭ), утвержденных Главэнергонадзором 21.12.84 г.

обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применение блокировочных устройств;

применение защитного заземления буровой установки;

применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Рассчет контура заземления.

При расчете пользуются схемой для расчета контура заземления представленной на рис.4.1

к основанию буровой

l

Сталь 40×4

h

2l

50мм

70-80см

Рис.4.1 Схема для расчета контура заземления

Сопротивление контура на буровой RЗ≤ 4 Ом.

Рассчитывается сопротивление одного электрода (длина которого l=2,5 м, диаметр d =0,05 м, заложенного в грунт на глубину h =1,9 м до середины электрода) по формуле:

Rт=0,366 ⋅ ρ/ l ⋅ (lg 2⋅l/d+1/2⋅lg (4⋅h+l) / (4⋅h-l)) Ом, (4.1)

где ρ - удельное сопротивление почвы, Ом∙м (=70 Ом∙м);



l - длина электрода;

h - глубина до половины электрода, м;

d - диаметр электрода, м.

Rт=0,366 ⋅ 70/ 2,5⋅ (lg 2⋅2,25/0,05+1/2⋅lg (4⋅1,9+2,5) / (4⋅1,9-2,5)) =22 Ом.

Необходимое число электродов n определяется по формуле

n= (Rт ⋅ ηс) / (RЗ ⋅ ηЭТ), (4.2)

где RЗ - допустимое сопротивление заземления, Ом (RЗ= 4 Ом);

ηс - коэффициент сезонности (ηс =2);

ηЭТ - коэффициент экранирования труб (электродов), (0,2< ηЭТ <0,9).

n= (22 ⋅ 2) / (4 ⋅ 0,55) =20.

Сопротивление соединительной полосы по формуле

Rп=0,366 ⋅ ρ/ lп ⋅lg (2⋅lп2/1⋅hп) Ом, (4.3)

где lп - длина соединительной полосы, м;

hп - ширина соединительной полосы, м.

Длина соединительной полосы определяется по формуле:

lп= (n - 1) ⋅ 2 ⋅ l ⋅1,05 м, (4.4)

где n - необходимое число электродов;

l - длина электрода, м.

lп= (20 - 1) ⋅ 2 ⋅ 2,5 ⋅1,05=99,75 м.

По формуле (4.3):

Rп=0,366 ⋅ 70/ 99,75 ⋅lg (2⋅99,752/⋅2,5⋅ 0,04) =2,72 Ом.

Находим общее заземление контура по формуле:

RК = 1/ (ηЭТ / RТ ⋅ n + ηЭП / RП) Ом, (4.5)

гдеηЭП- коэффициент экранирования полосы, (ηЭП= 0,15).

RК = 1/ (0,55/22 ⋅ 20 + 0,15/2,72) =1,8 Ом < 4 Ом, условие выполняется.

Расчетное сопротивление контура соответствует требованиям ПУЭ, так как Rк=1,8 < 4 Ом.

Взрывы. Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

исключить наличие источников возгорания;

исключить наличие на объекте горючих веществ;

все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд [22].

Ожоги. Для избежания ожогов от электрического огня необходимо изолировать все токоведущие части. Для того, чтобы избежать ожогов от химических веществ, необходимо эти вещества перемещать на тележках. Во избежание ожогов от открытого огня необходимо не замазучивать спецодежду и не подходить близко к источнику огня.

Климатические условия. Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

Шум. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБл и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1 003-83 ССБТ ''Шум. Общие требования безопасности''. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Вибрация. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1 012-90 ССБТ ''Вибрация. Общие требования безопасности''.

Освещение. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 ''Естественное и искусственное освещение''. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения:

ротор - 40 лк;

полатья верхового рабочего - 10 лк;

приемный мост - 30 лк.

Насосное помещение:

пусковые ящики - 50 лк;

буровые насосы - 25 лк.

Запыленность и загазованность. За контролем за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ ''Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования''. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (распираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 ''Отопление, вентиляция, кондиционирование''. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать распираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1 007-76 ССБТ ''Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности''. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2 003-91 ССБТ ''Оборудование производственное. Общие требования безопасности''.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться в близи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;

хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной - у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Каждый пожарный щит укомплектован следующим образом:

огнетушитель пенный - 2 шт.

лопата - 2 шт.

багор - 2 шт.

топор - 2 шт.

ведро - 2 шт.

ящик с песком - 1 шт.

кашма 2×2 м - 1 шт.

бочка с водой 200 л - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева проводки.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3 003-75 ССБТ ''Работы электросварочные. Общие требования безопасности''.

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 ''Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений''. Расчет молниезащиты.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рис 4.2

h0

h

τ0

hx

τх

Рис.4.2. Схема для расчета молниезащиты буровой установки

hx - высота оборудования; h *-* высота вышки с молниеотводом (h=42 м); h0 - высота вышки (h0=41 м); τх - радиус зоны защиты на уровне высоты оборудования; τ0 - радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производим для зоны А.

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле:

N= (S + 6 ⋅ hx) ⋅ (L + 6 ⋅ hx) ⋅ n ⋅ 10-6, (4.6)

где S - ширина основания буровой, м (S=18 м);

L - длина основания буровой, м (L =36 м);

n - число ожидаемых ударов молнии в 1 км2 (для Томской области n = 6);

hx -высота оборудования, м (hx = 4 м).

N= (18+ 6 ⋅ 4) ⋅ (36 + 6 ⋅ 4) ⋅ 6 ⋅ 10-6 =0,01512 шт.

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам:

τ0= (1,1 - 0,002 ⋅ h) ⋅ h м. (4.7)

τх = (1,1 - 0,002 ⋅ h) ⋅ (h - hx /0,85) м. (4.8)

τ0= (1,1 - 0,002 ⋅ 42) ⋅ 42=42,7 м.

τх = (1,1 - 0,002 ⋅ h) ⋅ (42 - 4 /0,85) =37,9 м.

Промсанитория и гигиена. Территория вокруг буровой установки должна быть спланирована таким образом, чтобы полностью исключить распределение загрязненных стоков, образовавшихся в процессе бурения скважины.

Под туалеты и свалки должно быть отведено специальное место, на расстоянии 30 метров с подветренной стороны жилого поселка, для предотвращения попадания нечистот в источник водоснабжения.

Буровые бригады должны быть обеспечены аптечками с инструкциями по их применению. По мере расхода медикаментов из аптечки они должны пополняться.

Рабочие места, подходы к оборудованию, механизмам должны содержаться в чистоте и не загромождаться.

Все рабочие должны быть обучены методами первой медицинской помощи при несчастных случаях, отравлениях, обморожениях и простудных заболеваниях. Также должны быть ознакомлены с профилактикой различных заболеваний.

## 4.2 Охрана окружающей среды

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в табл.4.1

Таблица 4.1 *Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Природные ресурсы, компоненты окружающей среды | Вредные воздействия | Природоохранные мероприятия. |
| 1 | 2 | 3 |
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.  Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.  Засорение почвы производственными отходами и мусором.  Создание выемок и неровностей.  Уничтожение сельскохозяйственной растительности. | 1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.  2. Соблюдение нормативов отвода земель.  3. Рекультивация земель.  1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники.  2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.  Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.  Засыпка выемок.  Оплата потрав. |
| Лес и лесные ресурсы.  Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.  Лесные пожары.  Оставление недорубов, захламление лесосек. | Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков.  Мероприятия по охране почв (см. графу ''Земля и земельные ресурсы''). | Уборка и уничтожение порубочных остатков.  1. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос.  2. Использование вырубленной древесины.  1. Попенная оплата.  2. Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях. |
| Вода и водные ресурсы  Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды).  Загрязнение бытовыми стоками. | Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаянивания отвалов.  Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.  Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод. | 1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.  2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).  1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле. |
| Недра. | Нарушение естественных свойств геологической среды.  Некомплексное изучение недр. | 1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.  1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.  2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. |
|  | Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов. Застройка месторождений, их затопление. | 1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов.  2. Геологические работы с целью проверки ''стерильности'' зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб. |
| Воздушный бассейн. | Выбросы пыли и токсичных газов. | Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия. |
| Животный мир. | Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.  Браконьерство. | Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных.  Профилактическая работа. |

Разработка мероприятий по охране окружающей среды.

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;

на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;

хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 ''Оборудование противовыбросовое'';

транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;

образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

Охрана недр*.* Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;

создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76ОП):

ГОСТ 17.1.02 - 79, охрана гидросферы;

ГОСТ 17.2.02 - 79, охрана атмосферы;

ГОСТ 17.4.02 - 79, охрана почв;

ГОСТ 17.5.02 - 79, охрана земель;

ГОСТ 17.6.02 - 79, охрана флоры.

## 4.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);

техногенные (аварии, пожары);

военные.

Разработка мероприятий по гражданской обороне.

Гражданская оборона представляет собой систему общегосударственных оборонных мероприятий, направленных на защиту населения, создания необходимых условий для нормальной работы объектов народного хозяйства в военное время, при стихийных бедствиях в районе работ, а в случае применения противником оружия массового поражения - на проведение спасательных и неотложных действий и аварийно-спасательных работ.

Защита населения от оружия массового поражения достигается рассредоточением и эвакуацией людей в сочетании с использованием индивидуальных и коллективных средств защиты. Необходимо заранее определить виды укрытий и возможность обеспечения строительными материалами, а также предусмотреть плановое снабжение средствами защиты. Необходимо создание запасов продовольствия и питьевой воды и других предметов потребления.

Для обнаружения и измерений степени заражения радиоактивными веществами кожного покрова, продуктов питания, воды, оборудования и материалов, а также атмосферы на всех объектах должны быть дозиметрические контрольные посты. Для дезактивации в случае радиоактивного заражения необходимо иметь запас дезактивирующих веществ.

Общее руководство гражданской обороной осуществляется штабом гражданской обороны. Связь со штабом гражданской обороны осуществляется по радиостанции.

Все мероприятия по предупреждению, а также в случае возникновения чрезвычайных ситуаций должны быть заранее спланированы и согласованы с Министерством Чрезвычайных ситуаций (МЧС) России, из числа работников предприятия созданы и обучены специализированные подразделения по гражданской обороне. Организация учебного процесса этих подразделений должна проводиться по типовым программам и сочетать теоретическое и практическое обучение. Население и рабочие должны быть проинформированы о способах подачи сигналов о нападении, их значениях и конкретных действиях каждого человека. Необходимо проведение периодических учебных тревог.

## 5. Организационно-экономическая часть

## 5.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия Стрежевской филиал ЗАО " Сибирская сервисная компания " (СФ ЗАО "ССК")

Стрежевской филиал ЗАО "ССК" был образован из бурового предприятия ООО "Бурение-1".

Основной задачей СФ ЗАО "ССК" является оказание сервисных услуг по бурению скважин в Западно-Сибирском регионе.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по безопасности.

Техническому директору непосредственно подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, которые возглавляют соответственно следующие отделы - технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно-технический отдел бурения, производственно-технический отдел КРС, отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются непосредственно техническому директору.

Технологический отдел состоит из лаборатории буровых и тампонажных растворов и трех групп: по бурению, по заключительным работам, группа сервиса системы очистки. Главной задачей технологического отдела является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Геологический отдел состоит из геологической группы и двух отделов: бурения и КРС. Задача геологического отдела обработка и предоставление информации связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Через ЦПДС заместитель директора по производству руководит работой следующих цехов и служб: районной инженерно-технической службы (РИТС), цеха капитального ремонта скважин (КРС) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), цеха тампонажных работ (ЦТР), цеха вышкомонтажных работ (ЦВР), цеха подготовительных работ (ЦПР), центра по зарезке вторых стволов (ЦЗВС).

Инженерно-технологическая служба является органом оперативного управления, основным производством, обеспечивающим выполнение плана - графика строительства скважин в целом по предприятию с соблюдением установленной технологии. Начальнику РИТС подчинены начальники смен РИТС, через которых он организует работу бригад. В РИТС входят четыре буровые бригады.

Цех вышкомонтажных работ организует работы по выполнению плана - графика строительства буровых, организации и выполнения переездов и передвижек буровых установок, а также по установке и монтажу оборудования с соблюдением установленной технологии. В ЦВР входят две вышкомонтажные бригады и одна бригада по обустройству кустов скважин.

Цех тампонажных работ организует работы по креплению скважин, обеспечению основного производства исправными агрегатами, техническому обслуживанию и ремонту техники. В ЦТР входят ремонтно-механические мастерские, и два участка: участок крепления и участок освоения.

Цех подготовительных работ организует подготовительные работы при строительстве кустовых оснований на месторождениях. В ЦПР входят три участка: подготовительных работ, лесозаготовительных работ, гидромеханизированных работ.

Задачами центра по зарезке вторых стволов является планирование технологии работ по зарезке второго ствола, и выполнение этих работ. В ЦЗВС входят три бригады по зарезке и одна бригада по подготовке.

Цех КРС и ПНП организует работы по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов. В цехе состоит три участка на которых работают 15 бригад.

Заместитель директора по маркетингу руководит работой сектора по работе с заказчиком, сектора по оформлению и ведению договоров, отдела материального и технического снабжения (ОМТС). ОМТС организует своевременное обеспечение основного производства необходимыми материалами, оборудованием, техникой и транспортом.

Заместитель директора по экономике руководит работой планово-экономического отдела, проектно-сметного отдела, отдела по расчетам с персоналом. Помимо этого ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и контролирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по общим вопросам руководит работой административно-хозяйственного отдела (АХО), спортивно-оздоровительным комплексом "Буровик" и базой производственного обслуживания (БПО). В БПО входят следующие цеха: прокатно-ремонтный цех электрооборудования, прокатно-ремонтный цех бурового оборудования, прокатно-ремонтный цех труб и турбинной техники, цех пароводоснобжения. БПО обеспечивает бесперебойную работу объектов основного производства, поддерживает их в работоспособном состоянии и обеспечивает своевременное материально-техническое, профилактическое и ремонтное обслуживание в планово-предупредительном и оперативном порядке.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдел организации и мотивации труда, менеджер по обучению, менеджер по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия.

На 1.09.2000. в СФ ЗАО "ССК" работало: 331 человек РСС и 945 человек рабочих всего - 1276 человек.

Организационная структура СФ ЗАО "ССК" представлена на рис.5.1.

## 5.2 Анализ основных технико-экономических показателей (ТЭП) и баланса рабочего времени буровых бригад

Для проведения анализа предоставлены основные технико-экономические показатели (ТЭП) в приложении Б.

В 1999 году в СФ ЗАО "ССК" эксплуатационное бурение велось на Советском, Черемшанском, Махтиковском, Крапивенском и Игольско-Таловом месторождениях. Бурение поисковых и разведочных скважин не велось. Средняя глубина скважин составила 2624 метра (приложение Б, табл.2).

Графиком бурения и сдачи на 1999 год предусматривалось всего закончить строительством 45 скважин: по ОАО "Томскнефть" - 23 скважины, по сторонним организациям - 22 скважины.

Фактически было сдано в эксплуатацию всего 42 скважины, что составило 93,3% плана: по ОАО "Томскнефть" - 25 скважин (108,7%), по сторонним организациям - 17 скважин (77,3%). Невыполнение этого показателя в целом связано, прежде всего, с началом бурения горизонтальных скважин.

Перевыполнение плана по сдаче скважин по ОАО "Томскнефть" является результатом хорошей организации работ в целом по предприятию, а также наличие хороших дорог до месторождений.

Проходка на одного работающего составила 119,3 м, а на буровую бригаду 22167 м (78,7%).

Снижение абсолютной проходки на буровую бригаду произошло по причине сбоев работы подрядчиков: несвоевременный завоз обсадных труб, химреагентов, оборудования, простоев по вине геофизиков и вышкомонтажного цеха.

В целом за 1999 год план по основным показателям был перевыполненным, исключение составили: коммерческая скорость бурения и проходка на одну бригаду.

Перевыполнение основных показателей, прежде всего, произошло за счет увеличения объема бурения (125,9%), что связано с ростом капиталовложений (122,7%). Рост капиталовложений произошел за счет того, что НК "ЮКОС", которой принадлежит СФ ЗАО "ССК", наметила планы по выходу на первое место по добыче нефти в мире.

Плановый объем бурения на 1999 год составляет 84500 метров, фактический объем бурения был перевыполнен и составил 106400 м (125,9%).

За год всего освоено 232712,7 тыс. руб капиталовложений. Объем выполненных работ и услуг в ценах 1984 года по ОАО "Томскнефть" составил 10931 тыс. руб. Себестоимость выполненных работ по плану должна была составлять всего 285241 тыс. руб, в том числе по ОАО "Томскнефть" 135850 тыс. руб, по сторонним организациям 149391 тыс. руб. Фактическая себестоимость выполненных работ составила всего 304956 тыс. руб (106,9%), в том числе по ОАО "Томскнефть" 151525 тыс. руб (111,5%), по сторонним организациям 153431 тыс. руб (102,7%). Увеличение себестоимости работ было связано с тем, что было закуплено импортное оборудование для ведения буровых работ, и оно ещё не успело себя окупить.

В 1999 году СФ ЗАО "ССК" закупило следующее оборудование:

Четырехступенчатая система очистки фирмы "DERRICK" - 6 компонентов (по цене 339000 долларов за 1 штуку).

Блок флокуляционной очистки бурового и тампонажного растворов фирмы "PROTEC" (по цене 900000 долларов за 1 штуку).

Долота фирм "SMIT" и "Секьюрити" (по цене 6000 долларов за 1 долото).

Долота фирмы "Волгбурмаш" (по цене 940 долларов за 1 долото).

Забойные двигатели PDM "Анадрилл" (по цене 10000 долларов за штуку).

Гидравлические ключи для свинчивания обсадных труб с моменомером (по цене 9000 долларов за 1 штуку).

А также были закуплены запасные части и оборудование для эксплуатации купленного оборудования (масленые шприцы, масло, смазка, сетки для вибросит, подшипники).

Покупка и внедрение данного оборудования позволила повысить некоторые из основных технико-экономических показателей. Покупка оборудования для безамбарного бурения сделала возможным разбуривание куста № 242 Советского месторождения, так как куст находится в водоохранной зоне и бурение с амбаром здесь не допустимо.

Долота фирм "SMIT" и "Секьюрити" типа 8 ½ MF - 15 и 8 ½ SS - 84F применялись для бурения нижних интервалов с использованием винтовых забойных двигателей Д 2 - 195. Применение этих долот позволяет вскрывать продуктивный пласт за 1 долбление, сокращая время на СПО и повысить нефтеотдачу пласта за счет снижения динамической фильтрации при его вскрытии, так как использовались малогабаритные забойные двигатели Д 2 - 195.

Годовой экономический эффект от внедрения на одной скважине долот фирмы "SMIT" составил 3196555 руб, а фирмы "Секьюрити" - 327650 руб.

Долота фирмы "Волгбурмаш" применялись для бурения верхних и средних интервалов, экономический эффект от их применения на одной скважине составил 278422 руб.

В 1999 году было запланировано получить выручку от реализации всего объема продукции 231668 тыс. руб, а фактически этот показатель увеличился, и составил 296041 тыс. руб (127,8%), что произошло за счёт увеличения объемов бурения.

Как видно, выручка от реализации всего объема продукции меньше себестоимости выполненных работ. Это произошло по той причине, что НК "ЮКОС" изымает значительные средства из прибыли СФ ЗАО "ССК", ограничивая предприятие в развитии. Необходимо учитывать следующие факт: бурение скважин ведется с использованием импортного оборудования, что позволяет увеличить проектный дебит почти в 2 раза, но этот факт не принимается во внимание руководством и скважины продаются по цене зависящей от проектного дебита. С фактическими же дебитом, который увеличился вследствие качественного ведения работ, скважины имеют гораздо большую стоимость и продажа по этой цене позволит увеличить выручку от реализации продукции. Так же следует отметить, что необходимость вложения средств на внедрение новых технологий и техники назрела и стоит остро.

Окончательный финансовый результат за 1999 год составил 18921 тыс. руб.

Среднемесячная зарплата одного рабочего по сравнению с 1998 года повысилась и составила 4229 руб, увеличился и фонд заработной платы до 57911 тыс. руб. Увеличение заработной платы связано с увеличением цены на нефть на рынке, а увеличение фонда заработной платы связано с увеличением числа работающих в СФ ЗАО "ССК".

Число работающих увеличилось на 209 человек и составило1157 человек. Увеличение рабочего персонала произошло в связи с увеличением объема бурения и как следствие увеличение потребности в кадрах.

Балансовая прибыль по предприятию составила 2242 тыс. руб.

На основании анализа ТЭП можно сделать вывод, что для повышения показателей необходимо провести следующие мероприятия:

Ввести более жёсткие штрафные санкции по отношению к вышкомонтажному цеху, тампонажному цеху, геофизическим партиям и УТТ.

Вносить в сметную стоимость налог на пользование дорогами.

Установить контроль за охраной окружающей среды или перейти на менее опасные (в экологическом плане) технологии.

Создать группу технологов для бурения горизонтальных скважин и технологов по бурению скважин без амбара.

Создать инженерную группу по работе и эксплуатации импортного оборудования (система очистки, забойные двигатели и т.д.), а также организовать ремонтный цех по его ремонту и обеспечить наличие запасных частей.

Принять меры по повышению трудовой дисциплины, и организовать контроль за соблюдением технологии работ.

Общий баланс рабочего времени приведён в приложении В.

Организационные простои в буровых бригадах составил за1999 год 2469 часов. Расшифровка организационных простоев представлена в табл.5.1.

Таблица 5.1. *Расшифровка организационных простоев*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Организационные простои | Закиев | Сиротин | Гайдай | Сибагатулин |
| 1. Отключение электроэнергии, час | 258 | 142 | 212 | 185 |
| 2. Ожидание материалов и химреагентов, час | 5 | 2 | 23 | 8 |
| 3. Ожидание тампонажной техники, час | 124 | 146 | 97 | 101 |
| 4. Отогрев линии, час | 92 | 26 | 86 | 42 |
| 5. Ожидание геофизиков, час | 37 | 12 | 16 | 30 |
| 6. Ожидание запчастей, оборудования, час | 51 | 24 | 3 | 5 |
| 7. Ожидание электрооборудования, час | 19 | 2 | 28 | 4 |
| 8. Бездорожье, час | 24 | 12 | 10 | 25 |
| 9. Климатические условия, час | 73 | 51 | 42 | 101 |
| 10. Ожидание передвижки БУ, час | 72 | 64 | 81 | 134 |
| Итого по бригадам, час | 755 | 481 | 598 | 635 |

Из табл.5.1. видно, что основное время организационных простоев составляют простои: из-за отключения электроэнергии - 797 часов, ожидание тампонажной техники - 378 часов, ожидание передвижки буровой установки - 351 час, отогрев линии - 267 часов, простой из-за климатических условий 258 часов.

Таким образом, уменьшить время организационных простоев можно, организовав, бесперебойное снабжение электроэнергией или при наличии дизельных генераторов электрического тока, своевременным приездом тампонажных агрегатов, лучшим утеплением всех коммуникаций в зимнее время, лучшей работой вышкомонтажных бригад и применением новых технологий при которых сокращается время передвижки буровой установки.

Время на ликвидацию аварий по СФ ЗАО "ССК" в 1999 году составило 612 часов или 26 дней. Аварийность работ в бригадах тесно связана с текучестью кадров, высококвалифицированные специалисты уходят в другие организации, где организация труда и отдыха, а также социальное обеспечение рабочих ведётся намного лучше.

Так только 30% рабочих в бригадах Патрахина и Гайдая составляют квалифицированные рабочие. Также на этот факт влияет то, что основное число рабочих это люди предпенсионного возраста имеющие слабое представление о новых приемах труда, организации и ведении трудового процесса, новых технологиях и технике. Поэтому надо бороться с текучестью кадров, повышая зарплату, социальное обеспечение, уровень организации труда и отдыха, а также стремится к тому, чтобы на предприятии приходило и работало всё больше молодых, хорошо обученных, квалифицированных специалистов.

Время на подготовительно - вспомогательные работы по предприятию за 1999 год составило 4007 часов или 167 дней. Расшифровка времени на ПВР представлена в табл.5.2.

Таблица 5.2 *Расшифровка времени на ПВР*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Подготовительно - вспомогательные работы | Закиев | Сиротин | Гайдай | Сибагатулин |
| 1. Электрометрические работы, час | 348 | 400 | 362 | 410 |
| 2. Проработка, час | 30 | 11 | 23 | 16 |
| 3. Смена долота, час | 66 | 49 | 62 | 59 |
| 4. Разборка и сборка компоновки, час | 70 | 78 | 67 | 71 |
| 5. Проверка, смазка и профилактика, час | 94 | 92 | 79 | 105 |
| 6. Выброс инструмента, час | 17 | 14 | 32 | 28 |
| 7. ПЗР, час | 23 | 0 | 19 | 5 |
| 8. СПО (холостые), час | 12 | 0 | 17 | 8 |
| 9. Установка превентора, час | 68 | 56 | 40 | 48 |
| 10. Промывка скважины, час | 259 | 225 | 268 | 202 |
| 11. Обработка раствора, час | 42 | 8 | 15 | 0 |
| 12. Смена талевого каната, час | 33 | 12 | 21 | 14 |
| 13. Сборка, проверка турбобуров, час | 10 | 18 | 0 | 5 |
| Итого по бригадам, час | 1068 | 963 | 1009 | 971 |

Из табл.5.2. видно, что основное время ПВР занимают электрометрические работы, смена долота, сборка и разборка компоновок, СПО и проверка, смазка и профилактика оборудования. Снизить время, затрачиваемое на ПВР можно снижением времени выполнения вышеперечисленных операций посредством применения новой техники и технологий, как например использование долот типа SS-84F, MF-15, и С-ГВУ, которые обладают большой проходкой на 1 долото и тем самым уменьшают время СПО, сборки и разборки компоновок, смены долота и др.

На ремонтные работы в1999 году было затрачено 293 часа или 12 дней. Расшифровка времени затраченного на ремонтные работы приведены в табл.5.3.

Таблица 5.3. *Расшифровка времени ремонтных работ*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Ремонтные работы | Закиев | Сиротин | Гайдай | Сибагатулин |
| 1. Ремонт насоса, час | 30 | 9 | 54 | 18 |
| 2. Ремонт лебёдки, час | 11 | 4 | 24 | 0 |
| 3. Ремонт цепи, час | 31 | 13 | 22 | 12 |
| 4. Ремонт ключей, час | 4 | 0 | 0 | 0 |
| 5. Ремонт системы очистки, час | 0 | 5 | 0 | 3 |
| 6. Ремонт манифольда, час | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7. Ремонт электрооборудования, час | 10 | 0 | 3 | 6 |
| 8. Ремонт компрессора, час | 24 | 3 | 10 | 0 |
| Итого по бригадам, час | 105 | 36 | 113 | 39 |

Из табл.5.3. видно, что основное время ремонтных работ занимает время на ремонт насоса и ремонт цепи. Время, затрачиваемое на ремонт насоса (смена цилиндрических втулок, поршней и т.д.), можно уменьшить за счёт более качественной очистки бурового раствора, уменьшая содержание твёрдой фазы в нём, что достигается применением четырёхступенчатой системы очистки. Необходимо искать и внедрять технологии разработки выше перечисленных механизмов, применение которых сводит к минимуму время ремонтных работ.

За 1999 год общее количество отработанных часов составило 28868, из них праздничных - 790 часов. Количество дней - неявок составляет 262 дня, из них неявки по болезни - 91 день, неявка вследствие отпуска - 165 дней.

Анализируя вышесказанное, можно сделать вывод, что для увеличения прибыли предприятия необходимо предпринять следующие шаги:

Организовать своевременное обеспечение буровых бригад необходимым оборудованием, инструментом, материалами.

Улучшить энергоснабжение района работ и оснастить каждую буровую дизельным генератором тока.

Скорректировать график работы вышкомонтажных и буровых бригад, чтобы исключить простои из-за несвоевременного монтажа буровой установки.

Вести работы на оборудовании, исключающем остановки из-за климатических условий.

Применять новые технологии и оборудование для передвижки и монтажа буровых установок, которые позволяют монтировать и передвигать буровую установку в минимальные сроки.

Организовать диспетчерские службы и мобильную связь с руководящими работниками, чтобы уменьшить простои из-за ожидания распоряжений.

Проводить производственный инструктаж по внедрению новых приёмов труда.

Уменьшить количество аварий и брака за счёт внедрения нового, наиболее эффективного оборудования и инструмента.

Принять меры по ликвидации текучести кадров, создать условия для прихода на производство молодых, квалифицированных кадров.

Улучшить физиологические и эстетические условия труда, организовать проведение досуга и отдыха в вахтовых посёлках, что повысит производительность труда.

## 5.3 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению ТЭП

На основе анализа ТЭП, баланса рабочего времени и производственной деятельности предприятия составляется оргтехплан. Мероприятиями оргтехплана предусмотрено сокращение времени на непроизводственные затраты, простои, ремонты и т.д. В результате сокращения времени на непроизводственное время увеличивается время на механическое бурение, что даёт в конечном итоге увеличение прибыли. Снижение себестоимости и увеличение прибыли от реализации продукции увеличивает валовой фонд предприятия.

План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению ТЭП представлен в табл.5.4.

Таблица 5.4 *План ОТМ по повышению ТЭП*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ОТМ | Базовый вариант | Новый вариант | Ожидаемый экономический эффект |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1. Технические средства  1.1 Буровая установка.  1.2 Система очистки бурового раствора. | БУ - 3000 ЭУК - 1М.  Отечественная. | БУ - 3900/200 ЭК - БМ.  Фирмы "DERRICK" | 99670 руб  63295 руб |
| 2. Инструмент:  2.1 Породоразруша-ющий инструмент.  2.3 Ключи для свинчивания обсадных труб. | МЗГВ 215,9 и СГВ 215,9.  ПБК | 8 ½ МF-15.  Гидравлический ключи с моментомером "ЕККЕL". | 252684 руб  291746 руб |
| 3. Технологический режим бурения.  3.1 Качество промывочной жидкости. | Обработка:  Гипан  КМЦ  нефть | Обработка:  Сайпан  Камцел-3  ФК - 2000 | 51266 руб  38154 руб  50546 руб |
| 4. Совершенствование условий труда.  4.1 Создание микроклимата на рабочих местах.  4.2 Обеспечение бесперебойного обслуживания рабочих мест.  4.3 Строительство бани на буровой, своевременная замена вагонов - домиков.  4.4 Организация полноценного питания.  4.5 Организация досуга и отдыха. | Неутепленные рабочие места.  Не обеспечивается снабжением.  Ведётся.  Ведётся.  Не ведется. | Утепленные рабочие места.  Обеспечивается снабжением.  Ведётся.  Улучшить.  Ведётся. | 18929 руб  18929 руб  18929 руб  18929 руб |
| 5. Улучшение жилищно-бытовых условий.  5.1. Строительство жилья, детсадов. | Не ведется. | Ведётся. | 18929 руб |
| 6. Повышение квалификации рабочих. | Ведётся. | Улучшить. | 36911 руб |
| Общий экономический эффект от внедрения всех мероприятий. |  |  | 809557 руб |

## 5.4 Определение нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

строительно-монтажные работы;

подготовительные работы к бурению;

бурение и крепление ствола скважины;

испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит не каких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 73,7 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты (см. приложение Г). При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

данные геологической, технической и технологической части проекта;

нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

справочник [23] для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 1,2 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

ТБ=ТБ1⋅h час, (5.1)

где ТБ1 - норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h - величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике [24] или по формулам:

NСП= (n⋅ (H1+H2-2⋅d - h)) /2L, (5.2)

NПОД= NСП + (n⋅ h) /L, (5.3)

где NСП, NПОД - соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

H1, H2 - соответственно начальная и конечная глубина интервала, метр;

d - длина неизменной части инструмента (ведущая труба, турбобур, калибратор, долото), м;

h - проходка на долото, м;

L - длина свечи, м;

n - количество долблений в данном интервале.

Нормативное время на СПО определяется по формулам:

ТСП= NСП ⋅Т1СВ/60 час, (5.4), ТПОД=NПОД ⋅Т1СВ/60 час, (5.5)

Где NСП, NПОД - соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

ТСП, ТПОД - соответственно время спуска и подъёма свечей, час;

Т1СВ - нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ [24], час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения одной скважины глубиной 3105 метров составляет 6,3 суток (механического бурения), время СПО составит 4,4 суток (см. приложение Г).

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытание скважин, приведённых в справочнике [24]. Время на испытание скважины всего составляет 7,8 суток.

Общая продолжительность бурения и крепления скважины составляет 20 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

VМ=H/tМ м/час, (5.6)

где Н - глубина скважины, м;

tМ - продолжительность механического бурения, час;

VМ=3105/151,2=20,5м/час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

VР=H/ (tМ+ tСПО+ tПВО) час, (5.7)

где tСПО - время СПО, час;

tПВО - время на предварительно - вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

VР=3105/ (151,2+105,6+ 1) =12 м/час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

VК=H⋅720/ТК м/ст. мес, (5.8)

где ТК - календарное время бурения, час.

VК=3105⋅720/480=4657 м/ст. мес.

Цикловая скорость определяется по формуле:

VЦ=H⋅720/ТЦ м/ст. мес, (5.9)

где ТЦ - время цикла строительства скважины, час;

VЦ=3105⋅720/631,2=3542 м/ст. мес.

Техническая скорость определяется по формуле:

VТ=H⋅720/ tПВ м/ст. мес, (5.10)

где tПВ - производительное время бурения, час;

VТ=3105⋅720/480=4657 м/ст. мес.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

hср=H/n м, (5.11)

где n - количество долот, необходимых для бурения скважины;

hср=3105 /16=194 м.

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта на проводку скважины (приложение Г).

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин законченых за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения.

Линейно-календарный график представлен в табл.5.5.

Условные обозначения к табл.5.5.:

Вышкомонтажная бригада (передвижка 5 метров);

Вышкомонтажная бригада (передвижка 15 метров);

Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

Буровая бригада (бурение);

Бригада испытания;

Проектируемая скважина.

## 5.5 Расчет экономической эффективности разработанных ОТМ

При определении годового экономического эффекта должна быть обеспечена сопоставимость сравниваемых вариантов новой и базовой техники, используемой на строительстве скважин.

Расчёт экономической эффективности новой техники ведётся по формуле:

ЭСКВ= [ (СС+ЕН⋅КУС) - (СН+ ЕН⋅КУН)] ⋅Нскв руб, (5.12)

где ЭГ - ожидаемый экономический на скважине эффект на скважине, руб;

ЕН - коэффициент нормативной эффективности капиталовложений, ЕН=0,15 [25] ;

КУС, КУН - коэффициент удельных капиталовложений, соответственно, старой и новой техники, руб/м;

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 5.5. Линейно-календарный график выполнения работ | месяцы | 12 |  |  |  |
| Скважина № 12 |
| 11 |  |  | Скважина № 11 |
| Скважина № 10 |
| Скважина № 9 |
| 10 |  | Скважина № 12 |  |
|  | Скважина № 11 |
| 9 |  |  |
|  | Скважина № 10 | Скважина № 8 |
| Скважина № 7 |
| 8 |  | Скважина № 9 | Скважина № 6 |
| Скважина № 5 |
|  | Скважина № 8 |  |
| 7 |  |  |
|  | Скважина № 7 |
| 6 |  |  |
|  | Скважина № 6 | Скважина № 4 |
| Скважина № 3 |
|  | Скважина № 5 | Скважина № 2 |
| 5 |  | Скважина № 1 |
|  | Скважина № 4 |  |
|  | Скважина № 3 |
| 4 |  |  |
|  | Скважина № 2 |
| 3 |  | Скважина № 1 |  |
| Монтаж 2,4месяца |  |
| 2 |  |  |
| 1 |  |  |
|  | Затраты времени на одну скважину, месяц | | 0,026 | 0,66 | 0,26 |
| Бри-гады участвующие в строительстве скважины | | Вышкомонтажные | Буровые | Испытания |

СС, СН - стоимость одного метра скважины при бурении с использованием старой и новой техники, руб/м;

Нскв - глубина скважины, м.

Коэффициенты удельных капиталовложений старой и новой техники определяются по формулам:

КУС=ЦС/ Нскв, (5.13)

КУН=ЦН/ Нскв, (5.14)

где ЦС и ЦН - цена старой и новой техники соответственно.

Стоимость одного метра скважины при бурении с использованием старой и новой техники определяется по формулам соответственно:

СС=КП⋅ССС/НСКВ руб, (5.15)

СН=СС - (УП - УП/К) руб, (5.16)

где ССС - сметная стоимость скважины, ССС=525208 руб (см. приложение Д);

КП - коэффициент приведения сметных расценок к расценкам действующим на сегодняшний день, КП=13,4;

УП - условно-постоянные затраты, руб/м;

К - коэффициент повышения производительности труда.

Условно-постоянные затраты определяются по формуле:

УП= КП⋅ЗЗВ/НСКВ руб, (5.17)

где ЗЗВ - затраты зависящие от времени, ЗЗВ=141258 руб (см приложение Д).

УП= 13,4⋅141258/3105=610 руб.

СС=13,4⋅525208/3105=2267руб.

СН=2267- (610 - 610/1,2) =2165 руб.

Расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий сокращающих затраты времени и повышающих производительность труда производится по формуле:

ЭСКВ= (УПI⋅ ЭВР - ЕН ⋅ ЗЕД) руб, (5.18)

где УПI - условно постоянные затраты зависящие от времени, руб/сут;

ЗЕД - затраты на одну единицу продукции, рубль.

Условно постоянные затраты зависящие от времени определяются как:

УПI = КП⋅ЗЗВ/ТБ руб/сут, (5.19)

где ТБ - время бурения одной скважины, ТБ=20 сут (см. приложение Г).

УПI = 13,4⋅141258/20=94643 руб/сут,

Величина экономии времени определяется по формуле:

ЭВР=ΔП⋅ТБ/ (100+ ΔП) сут, (5.20)

где ΔП - процент повышения производительности и сокращения затрат времени.

Затраты на единицу продукции определяются по формуле:

ЗЕД=NН ⋅ЦН - NС ⋅ ЦС час, (5.21)

где NН, NС - соответственно количество единиц новой и старой техники, расходуемых на одну скважину, шт.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от внедрения буровой установки БУ - 3200/200 ЭК-БМ. Цн=70000000 руб и Цс=60000000 руб, тогда по формулам (5.13), (5.14):

КУС=60000000/ 3105=19324 руб/м., КУН=70000000/ 3105=22544 руб/м.

По формуле (5.12):

ЭСКВ= [ (2267+0,15⋅19324) - (2165+0,15⋅22544)] ⋅3105=99670 руб.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения долота типа 8 ½ MF - 15 фирмы "Смитт".

По формуле (5.20) при ΔП=15%:

ЭВР=15⋅20/ (100+ 15) =2,6 сут.

Цн=6000 $ и Цс=940 $, при курсе 1$=29 руб - Цн=174000 руб и Цс=27260 руб тогда по формуле (5.21):

ЗЕД=1⋅174000- 8⋅ 27260= - 44080 руб.

По формуле (5.18):

ЭСКВ= (94643⋅ 2,6+ 0,15⋅ 44080) =252684 руб.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения гидравлического ключа с моментомером для свинчивания обсадных труб фирмы "ECKEL". Цн=94300 $ и Цс=94300 руб, при курсе 1$=29 руб - Цн=261000 руб, тогда по формулам (5.13), (5.14):

КУС=261000/ 3105=30,4 руб/м.

КУН=94300/ 3105=84 руб/м.

По формуле (5.12):

ЭСКВ= [ (2267+0,15⋅30,4) - (2165+0,15⋅84)] ⋅3105=291746 руб.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения системы очистки фирмы "DERRICK". Цн=339000 $ и Цс=3500000 руб, при курсе 1$=29 руб - Цн=9831000 руб, тогда по формулам (5.13), (5.14):

КУС=3500000/ 3105=1127 руб/м.

КУН=9831000/ 3105=3166 руб/м.

По формуле (5.12):

ЭСКВ= [ (2267+0,15⋅1127) - (2165+0,15⋅3166)] ⋅3105=-63295 руб.

Экономический эффект от применения системы очистки фирмы "DERRICK" на первом этапе будет отрицательным, в виду высокой разности в стоимости комплектов отечественного и импортного оборудования. После разбуривания 3 - 4 куста оборудование полностью себя окупает.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения смазочной добавки ФК - 2000 вместо нефти.

По формуле (5.20) при ΔП=2%:

ЭВР=2⋅20/ (100+ 2) =0,39 сут.

Стоимость расходуемой на бурение одной скважины Цс=116100 руб, а ФК - 2000 Цн=20401 руб, тогда по формуле (5.21):

ЗЕД=20401- 116100= - 95699 руб.

По формуле (5.18):

ЭСКВ= (94643⋅ 0,39+ 0,15⋅ 95699) =51266 руб.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения химреагента КМЦ марки Габроил вместо КМЦ.

По формуле (5.20) при ΔП=2%:

ЭВР=2⋅20/ (100+ 2) =0,39 сут.

Стоимость тонны расходуемой на бурение одной скважины химреагента Цс=30450 руб, а Цн=40320 руб, тогда по формуле (5.21):

ЗЕД=0,7 ⋅ 40320- 1,2 ⋅ 30450= - 8316 руб.

По формуле (5.18):

ЭСКВ= (94643⋅ 0,39+ 0,15⋅ 8316) =38154 руб.

Определяется экономический эффект при бурении одной скважины от применения химреагента сайпан вместо гипана.

По формуле (5.20) при ΔП=2%:

ЭВР=2⋅20/ (100+ 2) =0,39 сут.

Стоимость тонны расходуемой на бурение одной скважины химреагента Цс=87813 руб, а Цн=95903 руб, тогда по формуле (5.21):

ЗЕД=0,7 ⋅ 87813- 1,2 ⋅ 95903= - 90931 руб.

По формуле (5.18):

ЭСКВ= (94643⋅ 0,39+ 0,15⋅ 90931) =50546 руб.

Определяется экономический эффект от создания микроклимота на рабочих местах по формуле:

ЭСКВ=УПI⋅ ЭВР руб. (5.22)

По формуле (5.20) при ΔП=1%:

ЭВР=1⋅20/ (100+1) =0,2 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,2=18929 руб.

Определяется экономический эффект от обеспечения бесперебойного обслуживания рабочих мест.

По формуле (5.20) при ΔП=1%:

ЭВР=1⋅20/ (100+1) =0,2 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,2=18929 руб.

Определяется экономический эффект от обеспечения полноценного питания на рабочих местах.

По формуле (5.20) при ΔП=1%:

ЭВР=1⋅20/ (100+1) =0,2 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,2=18929 руб.

Определяется экономический эффект от обеспечения досуга и отдыха.

По формуле (5.20) при ΔП=1%:

ЭВР=1⋅20/ (100+1) =0,2 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,2=18929 руб.

Определяется экономический эффект от обеспечения от улучшения жилищно-бытовых условий.

По формуле (5.20) при ΔП=1%:

ЭВР=1⋅20/ (100+1) =0,2 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,2=18929 руб.

Определяется экономический эффект от повышения квалификации рабочих.

По формуле (5.20) при ΔП=2%:

ЭВР=2⋅20/ (100+ 2) =0,39 сут.

По формуле (5.22):

ЭСКВ=94643⋅ 0,39=36911 руб.

Общий экономический эффект от внедрения мероприятий оргтехплана составит:

ЭОБЩ=252684+291746-63295+51266+38154+50546+18929+18929+18929+18929+18929+36911=809557руб.

Реальная себестоимость скважины с учетом коэффициента приведения Кп=13,4 составит 7037787 руб, общий экономический эффект от внедрения мероприятий оргтехплана ЭОБЩ=809557 руб, что составит 11,5%.

## 6. Специальная часть

Совершенствование профилей наклонно направленных скважин и технология их реализации на Игольско-Таловом месторождении.

Объединение "Томскнефть" ВНК разрабатывает 26 месторождений, за исключением Крапивинского месторождения - все месторождения находятся в стадии падающей добычи. Эксплуатационный фонд на 1.01.2000 г. - 3866 скважин, механизированный фонд - 3207 скважин, фонд скважин оборудованных установками с электроцентробежными насосами (УЭЦН) - 922 скважины (28,7% от механизированного фонда). Средний дебит по нефти действующей скважины механизированного фонда составляет 11,9 т/сут. Обводненность продукции 67,3%.

Механизированным способом в объединении добывается 90,7% нефти от общей добычи. Доля добычи нефти при помощи УЭЦН составляет 64% при среднем дебите 26 тонн в сутки. В 1995 году процент добычи нефти из скважин, оборудованными ЭЦН, составлял 55% при среднем дебите скважины 22 тонны в сутки.

Из технологического регламента выполнения работ с УЭЦН, который является руководящим документом для всех подразделений ОАО "Томскнефть" и смежников, участвующих в комплексе работ связанных с УЭЦН, на производственной территории Акционерного Общества следует, что установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. В комплект установки для добычи нефти входят электродвигатель с гидрозащитой, модуль - секции насоса, кабельная линия, наземное электрооборудование, комплект инструмента и принадлежностей для монтажа на скважине.

Пластовая жидкость - смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа - имеет следующие характеристики:

максимальное содержание попутной воды - 99%;

водородный показатель попутной воды рН - 6,0-8,5;

максимальная плотность жидкости - 1,4 гр/см3;

максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - 1 мм ⋅ с;

максимальная массовая концентрация твердых частиц - 0,1 г/л;

максимальное содержание свободного газа на приеме насоса - 25%;

при использовании газосепаратора содержание свободного газа в пластовой жидкости в зоне подвески насоса допустимо до 55% по объему;

максимальная концентрация сероводорода для насосов обычного исполнения - 0,01 г/л;

для насосов коррозионно-стойкого исполнения - 1,25 г/л;

максимальная температура - 90 ° С;

Скважины, в которых эксплуатируются установки, должны удовлетворять следующим условиям:

минимальный внутренний диаметр скважины для каждого типоразмера насоса согласно технического описания на модуль-секции и двигатели;

максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 1,5°/10м;

максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки - 25,0 МПа;

в зоне работы установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 40°;

Правила подбора УЭЦН к скважине:

1. Подбор УЭЦН к скважине осуществляется посредством расчетов при вводе из бурения, переводе на мех. добычу и оптимизации, по принятой в НГДУ методике, не противоречащей ТУ по эксплуатации УЭЦН.

2. Расчеты базируются на имеющейся в НГДУ информации: о коэффициенте продуктивности данной скважины (по результатам гидродинамических исследований скважины); данным инклинометрии; газовом факторе; давлениях - пластовом, давлении насыщения; обводненности добываемой продукции. Ответственность за достоверность этой информации несет ведущий геолог цеха добычи нефти.

3. При использовании в расчетах "Технологии проверки эксплуатационной колонны и применения УЭЦН в наклонно-направленных скважинах" РД 39-0147276-029, ВНИИ-1986г., для скважин с темпом набора кривизны в зоне подвески УЭЦН более 21/10 м, необходимо ставить отметку о применении данной методики в паспорте-формуляре.

4. В процессе подбора необходимо руководствоваться принятой в НГДУ методикой. При этом максимальное содержание свободного газа у приема насоса не должно превышать 25% для установок без газосепараторов. В случае, если по скважине ожидается значительный вынос мех. примесей или отложение солей в насосе, спускать УЭЦН без шламоуловителя запрещается.

5. Результаты подбора: расчетный суточный дебит, напор насоса, внутренний минимальный диаметр эксплуатационной колонны, глубина спуска, расчетный динамический уровень, максимальный темп набора кривизны в зоне спуска и на участке подвески УЭЦН; особые условия эксплуатации: высокая температура жидкости в зоне подвески, расчетное процентное содержание свободного газа на приеме насоса, содержание механических примесей, соли, наличие углекислого газа и сероводорода в откачиваемой жидкости заносятся в паспорт-формуляр. Опасные зоны в колонне, где темпы набора кривизны превышают допустимые нормы (более 1,5° / 10 м), заносятся в паспорт-формуляр.

В настоящее время на скважинах Васюганского НГДУ возникают трудности с выбором интервала установки погружного оборудования. При этом также следует отметить и то, что оборудование работает в более напряженных условиях по сравнению с техническими требованиями завода-изготовителя. В конечном счете все эти факторы влияют на долговечность работы оборудования и соответственно увеличивают затраты на его эксплуатацию.

В данный момент на скважинах Игольско-Талового и Крапивинского месторождений строго определены интервалы для установки внутрискважинного оборудования и обоснованы требования к ним.

При бурении скважин на Игольско-Таловом месторождении необходимо соблюдение следующих требований:

1. При реализации профилей наклонно направленный установлены следующие интервалы по вертикали, в которых категорически запрещается коррекция ствола скважины:

|  |
| --- |
| Интервал, м |
| 1500-1600 |
| 1800-1900 |
| 2500-2600 |

2. Во всех других интервалах допускается коррекция ствола скважины с пространственной интенсивностью искривления 1,50/10м.

3. Интенсивность изменения параметров кривизны в интервале установки ЭЦН не должна превышать 21/10 м с учетом погрешностей применяемых в измерительных системах.

4. Контрольный замер в интервалах указанных в п.1 необходимо производить не менее двух раз разными инклинометрическими приборами.

5 Интервалы, где зенитный угол составляет менее 20 градусов пространственную интенсивность кривизны определять только интенсивностью изменения зенитного угла, который не должен превышать 1,5 град. /10м, так как практический анализ работы скважинного оборудования показал, что их МРП при зенитных углах до 20 градусов не зависит от изменений ствола скважины по азимуту.

С 1999 года в компании ЮКОС принята программа по интенсификации добычи нефти (ИДН). Она рассчитана на эксплуатацию фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Программа интенсификации добычи нефти была начата в марте - апреле 1999 года. В основу программы положена компьютерная программа компании "Шлюмберже" Performance Well, позволяющая на базе промысловых материалов смоделировать работу пласта и оценить потенциальные возможности скважины. Задачей программы ИДН является снижение пластового давления до минимально возможного, тем самым достигаются условия для максимальной производительности скважины. Следует отметить, что на основании "Методики построения цифровой геологической модели нефтяных месторождений с использованием компьютерных технологий" ТомскНИНПИНефть, был проведен анализ разработки ряда нефтяных месторождений ОАО "Томскнефть" и установлено, что при уменьшении времени работы (жизни) скважины за счет интенсификации, значения КИН не уменьшаются.

Расчет скважинного оборудования производится по компьютерной программе Wellflo-ESP, которая проводит анализ возможностей скважины и выдает рекомендации по подбору насосного оборудования.

В связи с названными выше особенностями работы скважины в интенсивных условиях добычи нефти появляются особенности эксплуатации насосных установок, такие как:

Насос устанавливается над перфорацией, следовательно необходимы большие напоры.

Забойное давление ниже давления насыщения, поэтому насос перекачивает газированную жидкость. Следовательно необходимы высокопроизводительные газосепараторы и увеличенная в два раза подача насоса.

Значительные перепады давления в призабойной зоне пласта повлекли вынос песка из пласта.

Зона установки насоса обладает повышенной температурой (62-96°)

Технические условия профиля скважины не ограничивали интенсивность кривизны в интервалах сегодняшней установки УЭЦН. (20I /100 м зенитного угла и З град/100 м азимутального угла).

С начала реализации программы ИДН были произведены расчеты параметров 618 скважин-кандидатов по программе "Шлюмберже" Performance, для подбора насосного оборудования по программе,Wellflo - ESP просчитаны 470 скважин, из них были отклонены по инклинометрии, угрозы прорыва вод, тех. состояния эксплуатационных колонн 22 скважины. По низким характеристикам пласта - 97 скважин.

Были произведены работы на 305 скважинах, в работе 260 скважин. Соотношение. чающих скважин по программе ИДН к общему дающему фонду УЭЦН в ОАО "Томскнефть" (694 скв) составляет 37,5%.

Дебиты увеличились с начала проекта с 23,3 т/сут до 36,4 т/сут, тем самым прирост составил 13,1 т/сут или 56% от базового дебита. При этом обводненность выросла с 24% до 26%.

Динамические уровни доведены с 827 метров до интенсификации до 1306 метров после проведения работ.

Дополнительная добыча с начала реализации программы ИДН на 1.02.00г. составила 515,6 тыс. тонн. (238,708-СН, 276,891-ВН).

Указанные выше особенности эксплуатации УЭЦН выявили множество недостатков в работе по подготовке ствола скважины, подготовке оборудования, эксплуатации скважин, а также несоответствия серийных установок к такому режиму работы.

Для достижения расчетных параметров необходимы высоконапорные ЭЦН, что влечет за собой повышение мощности погружных двигателей и увеличение габаритов УЭЦН в целом.

Возникают трудности с расположением УЭЦН в эксплуатационной колонне скважины, где интенсивность кривизны не соответствует современным требованиям к профилю скважины в интервалах установки УЭЦН. (21/10 м зенитного угла и З0/100 м азимутального угла).

Увеличение температуры в зоне подвески УЭЦН, повышение содержания свободного газа, увеличения содержания механических примесей в перекачиваемой жидкости из-за большой депрессии на пласт, неподготовленность оборудования послужило основными причинами большинства отказов оборудования данной программы.

В 1999 году в ОАО "Томскнефть" произошло 318 отказов УЭЦН, отработавших до 180 суток, из них по программе ИДН - 134 или 42,1%.

Отказы УЭЦН, эксплуатируемых по программе ИДН произошли по следующим причинам:

Механические примеси-41,8%.

Отказы и аварии, произошедшие из-за несоответствия кривизны - 15,6%

Механические повреждения кабеля - 9%.

Необеспечение притока - 9%.

Некачественная подготовка скважины - 8,2%.

Заводской брак - 7,5%

Негерметичность лифта - 3,7%.

Прочие-1,5%

Из изложенного выше следует, что к профилям бурящихся скважинам на Игольско-Таловом месторождении предъявляются жесткие требования. Для нормальных условий эксплуатации скважин с применением погружного оборудования (ЭЦНУ) в описанных интервалах интенсивность пространственного искривления не должна превышать 20 мин/100 м, согласно программы ИДН в интервале выше участка перфорации (2660 - 2760 м) требования те же. По всей длине ствола интенсивность не должна превышать 1,5 град/ 10 м.

Вследствие этого встает вопрос о необходимости учесть эти условия, предъявляемые к скважинам, ещё в процессе проектирования профилей наклонно направленных скважин и выделение этих интервалов как спецпрофилей, с жесткими требованиями по пространственному искривлению к ним.

Базовой технологией, при строительстве скважин на Игольско-Таловом месторождении с отходом более 700 м, предусмотрена реализация четырех интервального профиля скважины. При этом четвертый интервал, на котором находятся два последних спецпрофиля, имеет пространственную интенсивность порядка 3 - 5 град / 100 м, что не приемлемо.

Необходимым условиям может удовлетворять пяти интервальный профиль, при этом первые два спецпрофиля находятся на третьем интервале (стабилизации зенитного угла), а последние два спецпрофиля находятся на пятом интервале (второй вертикальный участок или интервал с зенитным углом близким к 00). Интенсивность пространственного искривления на интервалах спецпрофилей может не превышать необходимых значений.

Первый интервал пяти интервального профиля - вертикальный, его глубина зависит от ранее пробуренных скважин на кусте. Но, так как проектируется только одна скважина, то его глубина принимается условной и равной 100 м.

На втором интервале набираются необходимые параметры кривизны, проектный азимут и зенитный угол, для чего в скважине работа ведется отклоняющей компоновкой, предложенной в разделе 2.11 В компоновке применяется забойная измерительная система "СИБ - 1", которая необходима для оперативного контроля параметров кривизны ствола скважины. Его применение обусловливается рядом требований. Запрещается производить спуск "СИБ - 1" при:

несоответствие параметров бурового раствора требованиям ГТН;

наличие в скважине интервалов с затяжками и посадками;

несоответствие подачи бурового насоса диаметру заслонки в генераторе "СИБ - 1".

На третьем интервале необходима фиксация полученных параметров кривизны, для чего предлагается применение жесткой компоновки, как на интервале бурения кондуктора, так и на интервале под эксплуатационную колонну.

Практика ведения буровых работ на месторождении показывает, что использование КНБК с полноразмерным калибратором, стабилизирующей коронки СТК с диаметром 0,214 м и секции УБТ - 178 при выходе из-под кондуктора позволяет фиксировать заданные параметры. Первые два спецпрофиля, находящиеся на третьем интервале, как правило, имеют требуемую интенсивность искривления.

Помимо этого, на третьем интервале, при условии невыхода на проектные зенитный угол и азимут при наборе параметров в кондукторе, возможно проведение правок отклоняющей компоновкой или работа неориентируемыми компоновками с выявленными закономерностями искривления скважины. Единственное исключение - это невозможность работы ими в интервалах спецпрофилей.

В последнее время на Игольско-Таловом месторождении широкое применение получило долото 8 1/2 MF - 15 фирмы "Смитт", предназначенное для бурения в мягких и средних по крепости породах согласно промысловой классификации. Его использование в сочетании с винтовым забойным двигателем, таким как Д 2 - 195 или ТНВ - 195 позволяет добиваться показателей проходки на долото на последних интервалах бурения, порядка 600 - 700 м. Применение долота в с ВЗД ряд неоспоримых преимуществ перед использованием базовой технологии: долота типа ГВ и высокооборотного турбобура. Так как проходка на долото в 4 - 6 раз выше, то сокращается время ПЗР, конкретно на СПО и смену долота, при вскрытии продуктивного горизонта использование ВЗД дает низкий показатель динамической фильтрации бурового раствора, что позволяет минимизировать вредное воздействие фильтрата на продуктивный объект и в большей степени сохранить коллекторские свойства пласта, себестоимость 1 м проходки становится ниже. Расчет экономической эффективности применения этого долота на Игольско-Таловом месторождении приведен в приложении Е.

Требуемые ограничения при эксплуатации - запрещение проработки ствола скважины и необходимость шаблонировки ствола после 48 часов работы, то есть компоновка должна быть поднята на дневную поверхность или на 50 м выше башмака кондуктора.

Таким образом, последние два интервала пяти интервального профиля реализуются с применением долота MF - 15. На четвертом интервале проектируемой скважины необходимо добиться интенсивного снижения зенитного угла с 270 45I до значений близких к 00. Интенсивность искривления скважины по зенитному углу должна быть порядка 110/100 м. Добиться таких значений возможно применяя компоновку с диаметром наддолотного калибратора 0,214 м и КНБК предложенной в разделе 2.11 Данные приведены исходя из практического опыта работ на площади Игольско-Талового месторождения.

После получения значений зенитного угла скважины близкого или равного 00, их необходимо зафиксировать. В этом случае необходимо применение жесткой компоновки, включающей в себя секции УБТ и ТБПВ в низу КБТ (см.2.10). Наддолотный калибратор применяется тот же.

В процессе бурения необходимо осуществлять контроль за показателями кривизны скважины. Для этого на скважине партией геофизиков проводятся инклинометрические замеры. При наборе параметров кривизны по требованию технолога регулярно делаются замеры, как правило, через 25 - 50 м проходки. В конце бурения кондуктора, после завершения первого долбления при бурении под эксплуатационную колонну и интервалах спецпрофилей замеры производятся двумя приборами. Для проведения замеров пользуются инклинометрами ИОН - 1 и ИМММ - 73, которые имеют малую погрешность измерения (± 15 мин) и удобны в использовании, так как они применяются с компьютерной техникой в сочетании с печатными устройствами: принтерами или РИДами. Замер обязателен, если интервал непромера более 300 м.

После получения результатов работы инклинометрической партии технологом осуществляется обработка данных о кривизне скважины. Для этого применяются компьютерные навигационно-аналитические программы, такие как KPS и ARM to, которые рассчитывают реальное расположение профиля скважины, критические значения параметров, при которых скважина входит в круг допуска, а также предложения по выбору компоновок для следующего долбления. Помимо этого в программе может быть установлена база данных о проведении других скважин, что помогает технологу при работе.

Таким образом пяти интервальный профиль, удовлетворяющий условиям нормальной эксплуатации глубинного оборудования реализуется с меньшими затратами и количество рейсов отклоняющей компоновки в идеализированных условиях уменьшается до одного, что снижает себестоимость бурения.

## Заключение

В ходе выполнения данной работы на тему "Совершенствование профилей наклонно направленных скважин и технология их реализации на Игольско-Таловом месторождении" приведены расчеты и обоснования по всем вопросам освещенным в ней.

Приведены развернутые географо-экономические характеристики района работ, характеристики нефтегазоносности района работ, геологические условия разреза.

Обоснован выбор турбинного способа бурения, одноколонная конструкция скважины и пяти интервальный профиль. Разработаны режимы бурения для всех интервалов: приведено обоснование класса и типоразмера долот, расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота, обоснован выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, приведена рецептура бурового раствора. Обоснован выбор забойных двигателей, произведен гидравлический расчет промывки скважины, приведено обоснование критериев рациональной отработки долот. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при сооружении скважины, спроектированы и обоснованы компоновки бурильных колонн, приведен их расчет. Спроектирована конструкция обсадных колонн из условия равнопрочности по длине, приведен расчет параметров цементирования, обоснована технология крепления и цементирования. Подробно освещен вопрос освоения скважины, выбор и обоснование буровой установки.

В части описывающей вспомогательные цехи и службы дана характеристика ремонтной и энергетической баз, водоснабжения и приготовления раствора. Также транспортного сообщения, связи и диспетчерской службы, культурно-бытового обслуживания.

В четвертой части описаны вопросы безопасности жизнедеятельности и конкретно безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, действия при чрезвычайных ситуациях.

В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы предприятия СФ ЗАО "ССК", проведен анализ ТЭП и баланса рабочего времени, предложен план организационно-экономических мероприятий по повышению ТЭП, определена нормативная продолжительность строительства скважины, приведены расчеты экономической эффективности разработанных ОТМ.

В части описывающей спецвопрос подробно рассмотрена проблема соответствия профиля скважины требуемым условиям нормальной эксплуатации глубинного оборудования (ЭЦНУ) в добывающих скважинах, предложения по совершенствованию базовой технологии.

## Литература

1. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн. - 2-ое изд., перераб. и доп. - М: Недра, 1996. - 361 с.

2. Соловьев Е.Н. Заканчивание скважин: Учебник. - М: Недра, 1979. - 303 с.

3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: Госгортехнадзор, 1998. - 160 с.

4. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. - М.: Недра, 1990. - 302с.

5. Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 1999-84 с.

6. Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям. - Томск: Изд. ТПИ, 1991. - 100 с.

7. Исайченко А.И., Демихов В.С. Гидравлические забойные двигатели: - М: Недра, 1987 - 209 с.

8. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра, 1987-340 с.

9. Долговечность шарошечных долот. - М.: Недра, 1992. - 266 с.

10. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 333 с.

11. Рязанов В.И. Баранов А.Н., Борисов К.И. Расчет бурильной колонны: Учебное пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 1996-68 с.

12. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М: ВНИИТнефть, 1997 - 194 с.

13. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Практическое пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 1997-47 с.

14. Композит каталог нефтегазовое оборудование и услуги. Под ред. Красина В.Ю., Бондаря А.В. и Яснева Г.Н. - М.: Изд. Топливо и энергетика, 2000. - 587с.

15. Середа Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. - М: Недра, 1988. - 359 с.

16. Лукьянов В.Т., Воевода Р.Б. Заканчивание скавжин. - М.: Недра, 1987. - 205 с.

17. Булатов А.И., Качмаров С.Н. Освоение скважин: Практическое пособие. -М: Недра, 1999. -472 с.

18. Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. - М: Недра, 1982. - 296 с.

19. Воевода А.Н. и др. Монтаж оборудования при кустовом бурении скважин. - М.: Недра, 1987. - 205 с.

20. Ширков А.И. Охрана труда в геологии. - М.: Недра, 1990. - 235 с.

21. Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. - М.: Высшая школа, 1985. - 272 с.

22. ПБ-10-14-92 "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" - М: Госгортехнадзор, 1992.

23. Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. - М: Госстрой СССР, 1991.

24. Сборник единых районных расценок на строительные конструкции и работы № 32. Скважины на нефть и газ. Часть ΙΙΙ Бурение и испытание на продуктивность скважин. Приложение. - М. Недра, 1991. -176 с.

25. Шаповалов А.Г. Проектирование и финансирование строительства нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1991. - 100 с.