Федеральное государственное образовательное учреждение

 среднего профессионального образования

«Пермский нефтяной колледж»

**КУРСОВОЙ ПРОЕКТ**

**Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Озерной площади**

Руководитель А.П. Доброхотов

Разработал А.В. Шелковников

Пермь 2010

**ЗАДАНИЕ**

Для курсового проектирования по «Технологии бурения нефтяных и газовых скважин»

Студенту IV курса Б – 07 – 1 группы 130504 специальности БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Пермского нефтяного колледжа

Шелковникову Александру Владимировичу (Фамилия, имя, отчество)

Тема задания и исходные данные: Бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Озерном месторождении.

Курсовой проект на указанную тему выполняется студентами колледжа в следующем объеме:

1. Объяснительная записка

1. Введение.

2. Геологический разрез.

2.1. Краткие сведения о районе буровых работ.

2.2. Стратиграфический разрез.

2.3. Нефтеносность.

2.4. Водоносность.

2.5. Газоносность.

2.6. Давление и температура в продуктивных пластах.

2.7. Геофизические исследования.

2.8. Возможные осложнения по разрезу скважины.

2.9. Испытание, освоение продуктивного пласта.

3. Технологический раздел.

3.1. Выбор и расчет конструкции скважины.

3.2. Выбор и расчет профиля наклонно-направленной скважины.

3.3. Выбор типов буровых растворов по интервалам скважины.

3.4. Расчет обсадных колонн.

3.5. Расчет цементирования обсадных колонн.

3.6. Организационно-технические мероприятия по повышению крепления скважин.

3.7. Выбор и расчет бурильной колонны, КНБК по интервалам.

3.8. Выбор буровой установки.

3.9. Показатели работы долот и режимы бурения.

3.10. Расчет гидравлических сопротивлений движущегося раствора в циркуляционной системе.

Расчетная часть проекта

4. Охрана труда, природы и недр.

4.1. Техника безопасности при бурении скважины.

4.2. Производственная санитария.

4.3. Меры по обеспечению пожарной безопасности.

4.4. Охрана окружающей среды.

3. Графическая часть проекта

Лист 1 Геолого-технологический наряд

Лист 2

Лист 3

Лист 4

Дата выдачи « » 20 г.

Срок окончания « » 20 г.

Преподаватель-руководитель

курсового проектирования /А.П. Доброхотов/

 (Подпись) (И.О.Ф.)

**ВВЕДЕНИЕ**

Среди важнейших видов промышленной продукции, объемы производства которой определяют современное состояние и уровень развития материально-технической базы страны, одно из главных мест отводится производству и потреблению нефтепродуктов и добыче нефти и газа.

Бурное развитие нефтяной промышленности началось в XX веке, когда стали широко применяться двигатели внутреннего сгорания, требующие тяжелого и легкого горючего и разнообразных смазочных масел. Особенно быстро начала развиваться мировая нефтегазовая промышленность с тех пор, как нефть и газ стали использовать в качестве сырья для химической промышленности. Нефть, газ и продукты их переработки оказывают огромное влияние на развитие экономики страны, на повышение материального благосостояния народа. Поэтому темпам роста нефтяной и газовой промышленности постоянно уделяется большое внимание. Важным фактором в увеличении добычи нефти является бурение скважин. Данный проект предусматривает проектирование строительства скважины на Озёрном месторождении. Озёрное месторождение расположено на территории заказника «Нижневишерский» вокруг памятника природы – озера Нюхти. ООО БКЕ «Евразия » разрабатывает это месторождение в сложных геологических условиях, требующих больших затрат на охрану окружающей среды.

**2. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**2.1 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ**

Таблица 1

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
| Площадь (месторождение) | Озёрное |
| Административное расположение: Республика Область (край) Район | Россия Пермский Красновишерский |
| Год ввода площади в бурение | 1977 |
| Температура воздуха °С, среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя | – 0,2 + 36– 45 |
| Среднегодовое количество осадков, мм | 633 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 1,7 |
| Продолжительность отопительного периода в году, сутки | 235 |
| Продолжительность зимнего периода в году, сутки. | 167 |
| Азимут преобладающего направления ветра, град. | 225-270 |
| Рельеф местности | Полого-всхолмленная равнина |
| Состояние местности - | Заболоченная |
| Толщина, см  - снежного покрова - почвенного слоя | 80 20 |
| Растительный покров | Смешанный лес |
| Категория грунта | Вторая |



|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| VІІ | Чередование известняков и аргиллитов | Известняки биоморфные | Известняки детритовые | Известняки биоморфные,Водорослевые, сгустковые | Известняки окремленные с кальцитом | Известняки глинистые | Песчаники мелкозернистые,аргиллиты | Известняки рифогенные |
| VІ | Подольский горизонт | Каширский горизонт | Верейский горизонт | Башкирский ярус | Серпуховской ярус | Тульский горизонт (карб. отл.) | Тульский горизонт (терр. отл.) | Фаменский ярус |
| V | С2рd | С2ks | С2vr | С2b | С1s +С1v3 | С1tl(К) | С1tl(Т) | D3fm |
| ІV | 1270 | 1320 | 1387 | 1445 | 1676 | 1715 | 1738 | 1852 |
| ІІІ | 1220 | 1270 | 1320 | 1387 | 1445 | 1676 | 1715 | 1738 |
| ІІ | 1258 | 1308 | 1375 | 1433 | 1663 | 1702 | 1725 | 1838 |
| І | 1208 | 1258 | 1308 | 1375 | 1433 | 1663 | 1702 | 1725 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 2.3 НЕФТЕНОСНОСТЬТаблица 3 | Параметры растворенного газа | давление насыще-ния в пластовых условиях | 13,58 | 10,28 |
| относи-тельная по воздуху плотность | 1,008 | 0,915 |
| содержание углекислого газа | 0,05 | 1,3 |
| содержаниесероводорода | 0,42 | отс. |
| газовыйфактор,м3/т | 53,8 | 136,7 |
| Содержаниепарафина,по весу% | 2,71 | 3,94 |
| Содержаниесеры,по весу% | 0,89 | 0,62 |
| Подвижность,мкм2/м Па∙с | 0,06 | 0,01 |
| Плотность, г/см3 | последегазации | 0,839 | 0,836 |
| в пластовыхусловиях | 0,804 | 0,727 |
| Типколлектора | поровый | поровый |
| Интервалпо стволу | низ | 1439 | 1849 |
| верх | 1393 | 1841 |
| Индекс | С2b | D3fm |

**2.5 ГАЗОНОСНОСТЬ**

Свободный газ отсутствует.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 2.4 ВОДОНОСНОСТЬТаблица 4  | Относится кисточникупитьевоговодоснабжения | нет | нет | нет | нет |
| Тип водыхлоркальцие-вый | ХЛК | ХЛК | ХЛК | ХЛК |
| Общаяминерали-зация, мг/л | 6537,04 | 5450,84 | 5515,36 | 8661,55 |
| Химический состав воды в мг-экв/л | Катионы | Nа+К+ | 2501,32 | 2160,55 | 1826,3 | 3136 |
| Мg++ | 264,8 | 172,8 | 278,7 | 332 |
| Са++ | 502,4 | 392,07 | 652,59 | 863 |
| Анионы | НСО3 – | 3,2 | 4,39 | 7,0 | 3,4 |
| SО4–2 | 16,4 | 13,47 | 37,43 | 4,15 |
| Сl– | 3248,92 | 2707,56 | 2713,25 | 4323 |
| Плотностьг/см3 | 1,128 | 1,108 | 1,145 | 1,177 |
| Типколлектора | поровый | поровый | поровый | гранул. |
| Интервал,м | до(низ) | 1070 | 1387 | 1445 | 1738 |
| от(верх) | 892 | 1320 | 1387 | 1715 |
| Индекс | Р1s + аs | С2vr | С2b | С1tl |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 2.6 ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХТаблица 5  | Температура в конце интервала | Источник получения | РФЗ | РФЗ |
| оС | +23 | +29,8 |
| Пластовоедавление, МПа | 13,58 | 13,5-16,0 |
| Интервал, м | До(низ) | 1445 | 1838 |
| От(верх) | 1387 | 1823 |
| Индексстратиграфическогоподразделения | С2b | D2fm |

Совмещенный график давлений

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина, м | Индексстратиграфическогоподразделения | Давление,МПа | Характеристика давлений:пластового (порового) давлениягидроразрыва пород | Глубина спускаколонны, м | Плотность БР, г/см3 |
| Пластовое | Гидроразрыва |  |
| 16 | Q | 14,613,5-16 | 1,511,114,818,221,121,923,4 |  | 1,08 |
| 136 | Р2u | 1,21 |
| 326 | Р1ir |
| 546 | Р1fl | 1,0 |
| 613 | Р1аr |
| 736 | Р1s+а(Т) |
| 892 | Р1s+аs(К) |
| 1070 | Р1s+аs | 1,12-1,14 |
| 1160 | С3 |
| 1220 | С2mс |
| 1270 | С2рd |
| 1320 | С2ks |
| 1387 | С2vr | 1,14 |
| 1445 | С2b |
| 1676 | С1s+С1v3 |
| 1715 | С1tl(К) |
| 1738 | С1tl(Т) |
| 1852 | D3fm |

**2.7 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**

**Таблица 6**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | Замеры и отборы |
| Наименование исследований | Масштаб |  на глубине,м | в интервале, м |
|  |  |  | от | до |
| ПВП.ЦМЮ-12 | 1:500 | 160 | 0 | 160 |
| БКЗ, АК, РК, БК, ИК, МЗ, ПВП | 1:500 | 579 | 160 | 579 |
| АКЦ, ЦМ8-10 | 1:500 | 579 | 0 | 579 |
| БКЗ, БК, РК, ИК, КВ, АК | 1:200 | 1676 | 1376 | 1676 |
| БКЗ, БК, РК, ИК, КВ, АК | 1:200 | 1852 | 1738 | 1852 |
| КВ, М2А0,5В | 1:500 | 1676 | 579 | 1676 |
| КВ, М2А0,5В | 1:500 | 1852 | 1445 | 1852 |
| РК | 1:500 | 1852 | 0 | 1852 |
| АКЦ, СГДТ | 1:500 |  | 0 | 1852 |
| АКЦ, СГДТ | 1:200 |  | 1376 | 1676 |
| АКЦ, СГДТ | 1:200 |  | 1738 | 1852 |
| ГК, ЛМ | 1:200 |  | 1738 | 1852 |
| Инклинометрия: с т.з. через 5м |  |  | 60 | 579 |
| с т.з. через 10м |  |  | 0579 | 601852 |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 2.8 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ 2.8.1 ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА Таблица 7 | Условия возникновения | 1. Наличие высокопроницаемыхпород;2. Превышение давления в скважине над пластовым:Н ≤ 1200 м Р ≥ 1,5 МПа;1200 м < Н ≤ 2500 м Р ≥ 2,5 МПа | 2.8.2 ПРИХВАТООПАСНЫЕ ЗОНЫВ интервалах обвалообразований, поглощающих пластов и в нефтяных пластах с пониженным давлением.  |
| Максимальнаяинтенсивность поглощения, м3/ч | Частичные | От частичных до полных | Частичные | Частичные |
| Интервал, м | До(низ) | 16 | 136 | 1676 | 1738 |
| От(верх) | 0 | 16 | 1445 | 1715 |
| Индексстратиграфическогоподразделения | Q + Р2u | Р2u + Р1ir | С1s + С1v3 | С1t(К) + С1t(Т) |

**2.8.3 ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ**

Таблица 8

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Индексстратиграфи-ческогоподразделения | Интервал, м | Мероприятия по ликвидациипоследствий |
| От(верх) | До(низ) |
| Q + Р2u | 0 | 16 | 1. Спуск направления, кондуктора.
2. Бурение с промывкой буровымраствором в соответствии сустановленными показателями.
3. Проработка ствола в интервалахобвалообразования.
4. Промывка.
5. Установка цементных мостов впроцессе бурения не позднее, чемчерез 36 часов после вскрытия артинских терригенных и верейских отложений.
 |
| Р2u | 16 | 136 |
| С2ks + С2vr | 1320 | 1387 |
| D3fm | 1738 | 1852 |

**2.8.4 НЕФТЕГАЗОВОДОПРОЯВЛЕНИЯ**

Таблица 9

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Индекс стратигра- фического подразде-ления | Интервал по стволу, м | Вид проявляе­мого флюида | Условия возникновения | Характер проявлений |
|  | от (верх) | до (низ) |  |  |  |
| С2b | 1387 | 1445 | нефть | При бурении с промывкой буровым раствором с отклонением параметров заданного бурового раствора | Пленка нефти Пленка нефти Пленка нефти |
| С2tl+D3fm | 1760 | 1779 | нефть |  |  |
| D3fm | 1779 | 1837 | нефть |  |  |

**2.8.5 ПРОЧИЕ ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ**

Таблица 10

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Индекс страти­графического подразделения | Интервал по стволу, м | Вид осложнения | Условия возникновения |
| от (верх) | до (низ) |
| Р1s + а | 613 | 736 | Проявление Н2S-вод | Понижение плотности раствораниже проектной на 5% |
| С2b + С1s | 1445 | 1676 |
| С1tl | 1676 | 1715 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Опорожнение колонныпри испытании | Плотностьжидкости(г/см3) | 1,0 |
| Максимальноеснижениеуровня | 1274 |
| Диаметрштуцера(мм) | 3,57 |
| Количестворежимов(штуцеров)дляиспытания(шт.) | 3 |
| Пластфонтани-рующий(да, нет) | да |
| Типустановкидляиспытания(освоения) | передвижная |
| Типконстру-кциипродукти-вногозабоя | цемент,колонна |
| Интервалзалеганияобъекта, м | До(низ) | 1838 |
| От(верх) | 1725 |
| Номеробъекта(снизу) | 1 |
| Индексстратигра-фическогоподразделе-ния | D3fm |

**3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

**3.1 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ**

Конструкция скважины определяется числом спущенных обсадных колонн, отличающихся друг от друга глубиной спуска, диаметром, толщиной стенки, группой прочности, применяемых долот по интервалам, а также высотой подъема цементного раствора в затрубном пространстве.

Выбор числа обсадных колонн и глубины спуска производится по совмещенному графику давления. Выбор конструкции скважины производится на основании геологических условии залегания пород, ожидаемых осложнений, глубины скважины и т.д.

На данной площади для успешной проводки скважины спускаются следующие обсадные колонны:

Направление – для перекрытия неустойчивых обваливающихся, осыпающихся пород, ликвидации зоны поглощения, цементируется до устья.

Кондуктор – для перекрытия неустойчивых обваливающихся, осыпающихся пород, предупреждения прихвата бурильной колонны, перекрытия интервала поглощения и изоляции пресных подземных вод от загрязнения, цементируется до устья.

Техническая колонна – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения.

Эксплуатационная колонна – для разобщения продуктивных горизонтов, извлечения нефти на поверхность при испытании, цементируется до устья. Расчет диаметров обсадных колонн и долот производится снизу вверх. Диаметр эксплуатационной колонны принимается из условия ожидаемого дебита и наличия эксплуатационного и ремонтного инструмента, оборудования, и принимается равным 0,168 м по ГОСТ 632-80.

Определяется диаметр долота под эксплуатационную колонну:

Dд.эк. = dм + 2δ = 0,188 + 2 × 0,012 = 0,212м,

где dм – диаметр муфты эксплуатационной колонны, δ – зазор между муфтой эксплуатационной колонны и стенками скважины, зависящий от диаметра и типа соединения обсадной колонны профиля скважины, сложности геологических условии, выхода из под башмака предыдущей колонны и т.д. Принимается 0,02 м. из опыта бурения. Принимается согласно ГОСТу 20692-75 диаметр долота 0,2159 м.

Определяется диаметр технической колонны из условия прохождения долота по эксплуатационной колонне:

Dвнк = Dд.эк. + (0,006÷0,008)=0,2159 + 0,006 = 0,2219 м,

где 0,006÷0,008 м зазор между долотом и внутренним диаметром технической колонны. Принимается диаметр технической колонны по ГОСТу 632-80 равный 0,245 м.

Определяется диаметр долота под техническую колонну:

Dд.т. = Dм + 2δ = 0,271 + 2 × 0,012 = 0,295м.

Принимается диаметр долота по ГОСТу 20692-75 равный 0,2953 м.

Определяется диаметр кондуктора:

Dвн.к = Dд.т + (0,006 ÷ 0,008) = 0,2953 + 0,006 = 0,3013 м,

где 0,006÷0,008 м зазор между долотом и внутренним диаметром технической колонны. Принимается диаметр кондуктора по ГОСТу 632-80 равный 0,324 м.

Определяется диаметр долота под кондуктор:

Dд.к = dм + 2δ = 0,351 + 2 × 0,015 = 0,381 м.

Принимается диаметр долота по ГОСТу 20692-75 равный 0,3937 м.

Определяется диаметр ІІ направления:

Dвн.н = Dд.к + 0,006 = 0,3937 + 0,006 = 0,3997м.

Принимается по ГОСТу 632-80 диаметр направления 0,426 м.

Определяется диаметр долота под II направление:

Dд.н = dмн +2δ = 0,451+2 × 0,02 = 0,491 м.

Принимается по ГОСТу 20692-72 диаметр долота равный 0,490 м.

Диаметр I направления равен 0,530 м.

Диаметр долота под I направление равен 0,6 м.

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Схема 1

**3.2 ВЫБОР И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

Принимается для бурения наклонно-направленной скважины. На данной площади 3-х участковый профиль, состоящий из вертикального участка, искривленного участка и прямолинейно-наклонного участка. Учитывается для расчета, что третий участок представляет приблизительно прямую линию. Глубина зарезки наклонного ствола на глубине 200 метров. Бурение искривленного участка осуществляется отклонителем ШО1-195. При бурении под эксплуатационную колонну для изменения направления ствола скважины используют отклонитель ШО-195. Первый спуск отклонителя осуществляется по меткам. Последующие ориентирования отклонителя на забое производится с помощью телесистемы. Интенсивность искривления участка набора кривизны, угла (искривленного участка) принимается i10 = 1°.

РАСЧЕТ НАКЛОННОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Исходные данные:

Глубина скважины L в – 1838 м.

Глубина зарезки наклонного ствола Н в = 200 м.

Диаметр долота D д = 0,2953 м.

Диаметр забойного двигателя D з.д = 0,24 м.

Длина отклонителя L.що= 10м.

Длина забойного двигателя L 2тсш = 17 м.

Определяется радиус искривления ствола скважины:

R = × 10 × К = × 10× 1,05 = 600 м, где К – коэффициент, учитывающий ошибки в расчетах принимается (1,05÷1,10).

Определяются минимальные радиусы искривленного ствола скважины при использовании различных забойных двигателей:

 = = = 282 м;

fот = = = 9,9 мм;

I = 0,049 = 0,049 × 244 = 16,257см2;

 = = = 429,4 м,

где К1 – принимаемый зазор между забойным двигателем и стенкой скважины, в зависимости от твердости горных пород 2 – 6см;

f зд – прогиб отклонителя забойного двигателя в искривленном стволе

скважины;

I – момент инерции поперечного сечения забойного двигателя;

Е – модуль Юнга, Е = 2,1 × 107

 = = = 599 м,

fзд = = = 6,31 мм;

I = 0,049 = 0,049 × 19,54 = 7085 см2,

где: q зд – масса забойного двигателя длиной в 1 см (кг).

Так как минимальные радиусы меньше расчетного радиуса искривления ствола скважины, то принимается R = 600 м.

Определяется максимальный угол наклона ствола скважины:

соs α = = = 0,9910; α = 7о,

где: А – проложение – 200 м; Н = Lв – Нв = 1838 – 200=1638 м.

Определяется горизонтальная проекция искривленного участка:

а = R × (1 – соs α) = 600 × (1 – 0,9910) = 5,4 м.

Определяется вертикальная проекция искривленного участка:

h = R × sin α = 600 × 0,1219 = 73,14 м.

Определяется вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка:

Н = Lв – (Нв + h) = 1838 – (200 + 73,14) = 1565 м.

Определяется горизонтальная проекция прямолинейного наклонного участка:

А = Н × tg α = 1565 × 0,1228 = 192 м.

Определяется длина искривленного участка:

ℓ2 = 0,01745 × R × α = 0,01745 × 600 × 7 = 73,3 м.

Определяется длина прямолинейного наклонного участка:

ℓ3 = Н1 / соs α = 1565 / 0,9910 = 1579 м.

Определяется длина наклонного участка:

Lн = ℓ1 + ℓ2 + ℓ3 =200 + 73,3 + 1579 = 1852 м.

Определяются коэффициенты приращения по интервалам наклонной скважины:

к2 = ℓ2 / h = 73,3 / 73,1 = 1,002;

к3 = ℓ3 / Н = 1579 / 1565 = 1,009.

ПРОФИЛЬ НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЫ

Схема 2

**3.3 ВЫБОР ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПО ИНТЕРВАЛАМ СКВАЖИНЫ**

Типы буровых растворов выбираются по интервалам бурения с учетом геолого-технических условий, опыта проводки скважины на данной площади с целью предупреждения осложнений, снижения проницаемости продуктивных пластов и получения максимальных технико-экономических показателей бурения скважины.

Бурение под I направление в интервале от 0 до 12 м «всухую» шнеком Dд = 600 мм.

Бурение под II направление в интервале от 12 до 40 м. ведется на естественном глинистом растворе ρ = 1080 кг/м3, УВ = 20-25 с, рН = 6,5.

Бурение под кондуктор от глубины II направления до башмака кондуктора от 40 до 160 м ведется на глинистом растворе ρ = 1230-1240 кг/м3.

Бурение под техническую колонну от 160 до 579 м, на соленасыщенном растворе ρ = 1,21-1,23 г/см3, УВ = 22 с.

Бурение под эксплуатационную колонну в интервале от 579 до 972 м. ведется на технической воде ρ = 1000 кг/м3, остальные параметры не регулируются;

в интервале от 972 до 1497 м – ХНР (хлорнатриевый раствор), ρ = 1120-1140 кг/м3, остальные параметры не регулируются;

в интервале от 1497 до 1852 м – на безглинистом растворе на основе полисахаридов с ρ = 1120-1140 кг/м3, УВ=20-25 с, фильтроотдача 6-8 × 10–6 м3 × 30 мин, рН = 7,5-8,5, корка – пленка.

Определяется плотность бурового раствора из условия предупреждения проявления.

Ρб.р = Рпл × К / 0,01L = 14,08×1,05 / 0,01×1838 = 804 кг/м3.

С целью предупреждения проявления продуктивного пласта и осложнений вышележащих пластов принимается ρб.р = 1140 кг/м3, со следующими параметрами: УВ=25-30 с, фильтроотдача 6-8 × 10–6 м3 × 30 мин, рН=7,5-8,5, корка – пленка, СНС = 0.

Определяется количество материалов для приготовления и обработки бурового раствора по интервалам:

Vм – объем мерников, м3;

К1 – коэффициент кавернозности 1,1;

К2 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора от фильтрации 1,1;

К3 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора при его очистке 1,1;

Интервал бурения 0 – 12 м:

Vбр = Vм + 0,785 × × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 × 0,4902 × 40 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 55,6м3.

Интервал бурения 0 – 40 м:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 0,4902 × 40 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 60,5м3.

Интервал бурения 0 – 160 м:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 =50 + 0,785 × 0,39372 × 160 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 76 м3;

Интервал бурения 0 – 579м.:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 × 0,29532 × 579 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 101 м3;

Интервал бурения 0 – 972 м:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 × 0,21592 × 972 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 102 м3;

Интервал бурения 0 – 1497 м:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 × 0,21592 × 1497 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 118 м3;

Интервал бурения 0 – 1852 м:

Vбр = Vм + 0,785 × Dд2 × Lн × К1 × К2 × К3 = 50 + 0,785 × 0,21592 × 1852 × 1,1 × 1,1 × 1,1 = 141 м3.

Для приготовления бурового раствора применяется гидросмеситель УС – 6 – 30. Для обработки бурового раствора химическими реагентами применяют глиномешалку МГ-2-4.

Для очистки бурового раствора применяется циркуляционная система: 2 вибросита (DЕRRІСК), гидроциклоны, илоотделитель, центрифуга, емкость-отстойник.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 6 | 322 кг | 368 кг | 460 кг | 16744 кг | 46 кг | 46кг | 80,78 м3 |
| 5 | 493,5 | 564 | 705 | 25662 | 70,5 | 70,5 | 123,7 |
| 4 | 3,5 | 4 | 5 | 182 | 0,5 | 0,5 | 0,878 |
| 3 | Реоцел марки «В» | Р-Сил марки «А» | Синтал | Хлорид натрия | Хлорид кальция | ПАВ | Техническая вода |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |

**3.4 РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

**3.4.1 РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ**

Исходные данные:

Глубина скважины по стволу Lн = 1852 м;

Глубина скважины по вертикали Lв =1838 м;

Интервал цементирования чистым цементом L2 = 286 м, (от башмака

эксплуатационной колонны до глубины на 200 м выше кровли

верхнего продуктивного пласта);

L1 = 1566 м, интервал, цементируемый облегченным цементным раствором.

Пластовое давление 14,08 МПа;

Давление опрессовки 15 МПа;

Плотность цементного раствора ρ = 1830 кг/м3;

Плотность облегченного цементного раствора ρ = 1640 кг/м3;

Плотность бурового раствора ρ = 1130 кг/м3;

Плотность жидкости затворения ρ = 1000 кг/м3;

Снижение уровня жидкости в скважине Н = 1160 м;

Жидкость при снижении уровня в колонне ρгс = 1100 кг/м3;

Плотность нефти ρн = 743 кг/м3;

Зона эксплуатационного объекта 11 = 200 м;

Запас прочности на смятие n1 = 1,15;

Запас прочности на внутреннее давление n2 = 1,15;

Запас прочности на растяжение n3 = 1,3;

Расчет на избыточные давления, наружные, ведется:

а) Для окончания цементирования колонны:

при Z = 0 рниz = 0

при Z = Lв

рНИL = 10–6 × 10 × (ρоцр × L1 + ρцр × L2 – ρбр × Lв) = 10–6 × 10 × (1640 × 1566 + 1830 × 286 – 1130 × 1383) = 10,07 МПа.

б) При окончании эксплуатации:

при Z = 0 рвио = 0

при Z = Lв

р**'**НИL = 10–6 × 10 × [ρгс × Lв – ρн × (Lв – Н)] = 10–6 × 10 × [1100 × 1838 – 743 × (1838 – 1160)] = 15,2 МПа.

Определяются наружные, избыточные давления в зоне продуктивного пласта с учетом коэффициента запаса смятия:

n1 × рНИL = 1,15 × 10,07 = 12,3 МПа;

n1 × р**'**НИL = 1,15 × 15,2 = 17,5 МПа.

Этому значению соответствует обсадные трубы по ГОСТу 632-80, группы прочности «Д», толщина стенки δ = 8 мм, ркр = 20,1 МПа, рст = 0,97 МН, рт = 32,2 МПа. q1 = масса 1-го погонного метра – 0,000327 МН.

Определяется р'НИL, в зоне эксплуатационного объекта на глубине

L1 = Lв – 11 = 1838 – 200 = 1638м; р НИL'1 =16,2 МПа.

Этому значению соответствуют обсадные трубы группы прочности «Д» с толщиной стенки 7,3 мм, ркр = 16,7 МПа, рст = 0,86 МН, рт = 29,4 МПа, q1 = масса 1-го погонного метра – 0,000301 МН.

Определяется длина второй секции с δ = 7,3 мм. Из условия растяжения:

Lдоп = = = 2031 м; Q1 = q1 × l1 = 0,000327 × 200 = 0,0654 МН.

Принимается длина второй секции:

L2 = Lн – l1 = 1852 – 200 = 1652м;

Определяется масса второй секции:

Q2 = q2× 12 = 0,000301× 1652 = 0,497 МН;

Определяются внутренние, избыточные давления при Z = 0

ру = рпл – 10–6 × g × рн × Lв= 14,08 – 10–6 × 10 × 743 × 1838 = 0,48 МПа, т.к. роп > 1,1 ру, то рвио = роп = 15 МПа;

при Z = Lв;

рВИL = роп + 10–6 × 10 × (ρв – ρгс) × Lв= 15 + 10 × 10–6 × 1838 × (1000 – 1100) = 13,16 МПа.

Строятся эпюры наружных и внутренних избыточных давлений:

Схема 4

Определяется коэффициент запаса прочности на внутреннее давление:

n2 = рт / роп = 29,4 / 15 = 1,96 > 1,15.

Конструкция эксплуатационной колонны диаметром 0,168 мм группы прочности «Д»:

Таблица 13

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № секции | δ, мм | L, м | Q, МН |
| 1 | 8,0 | 200 | 0,0654 |
| 2 | 7,3 | 1652 | 0,497 |

**3.4.2 РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ**

Исходные данные:

Длина колонны Lтк = 579 м;

Диаметр Dтк = 0,245 м по ГОСТу 632-80.

Группа прочности «Д», толщина стенки 7,9 мм;

рст = 1,32 МН; ркр = 8,5 МПа; рт = 21,9 МПа;

q = 0,00048 МН – масса одного погонного метра;

Определяется внутреннее избыточное давление, возникающее при проявлении:

ри = рпл – 10–6 ×q × ρн × L = 14,08 – 10–6 × 10 × 743 × 1838=0,48 МПа,

где L – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта по вертикали,

т.к. роп= 15 МПа, то принимается рво = ри = роп = 15МПа.

Определяется коэффициент запаса прочности на внутреннее давление:

n2 = рт / роп = 21,9 / 15 = 1,46 > 1,3.

Определяется коэффициент запаса прочности на страгивание или на растяжение:

n2 = рст / Lк × q = 1,32 / (579 × 0,00048) = 4,75 > 1,3.

Определяется масса технической колонны:

Qтк = q × Lтк = 0,00048 × 579 = 0,278 МН.

**3.4.3 РАСЧЕТ КОНДУКТОРА**

Исходные данные:

Длина колонны Lк = 160 м;

Диаметр Dк = 0,324 м по ГОСТу 632-80, группа прочности «Д», толщина стенки 8,5 мм, q = 0,000684 МН – масса одного погонного метра.

Определяется масса кондуктора:

Q = q × Lк = 0,000684 × 160 = 0,109 МН.

**3.4.4 РАСЧЕТ НАПРАВЛЕНИЯ**

Исходные данные:

а) Глубина шахты Lн1 = 12 м;

Диаметр шахты Dн1 = 0,53 м,

q = 0,002 МН – масса одного погонного метра;

Определяется масса шахты:

Qн1 = q × Lн1 =0,002 × 12 = 0,024 МН;

б) Глубина направления Dн2 = 40 м.;

Диаметр направления Dн2 = 0,426 м, по ГОСТу 632-80, Группа прочности «Д», толщина стенки δ = 10 мм, q = 0,001065 МН – масса одного погонного метра.

Определяется масса направления.

Qн2 = q × Lн2 = 0,001065 × 40 = 0,0426 МН.

**3.5 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

**3.5.1 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ**

Исходные данные:

Длина колонны по стволу Lн = 1852 м;

Интервал цементирования облегченным цементным раствором Lо = 1566м;

Интервал цементирования чистым цементным раствором Lцр =286 м;

Длина цементного стакана hст = 10 м;

Интервал буферной жидкости по затрубному пространству Нбуф =300 м;

Диаметр долота Dд.= 0,2159 м;

Диаметр эксплуатационной колонны dэк = 0,168 м;

Плотность цементного раствора ρц.р = 1830 кг/м3;

Плотность облегченного цементного раствора ρо = 1640 кг/м3;

Плотность бурового раствора ρб.р = 1130 кг/м3;

Водоцементное отношение облегченного цементного раствора mо = 0,75;

Водоцементное отношение цементного раствора m = 0,5;

Определяется объем буферной жидкости:

Vбуф = 0,785 × (к × Dд2 – dэк2) × Нбуф = 0,785 × (1,1 × 0,21592 – 0,1682) – 300 = 5,4 м3;

Определяется объем чистого цементного раствора:

Vцр = 0,785 × [(к × Dд2 × dэк2) × L2 + dвэк2 × hст]= 0,785 × [(1,1 × 0,21592 – 0,1682) × 286 + 0,1522 × 10] = 5,36 м3, где к – коэффициент кавернозности.

Определяется объем облегченного цементного раствора:

Vо=0,785 ×(к× Dд2–dэк2)× L1=0,785×(1,1×0,21592 – 0,1682) ×1566=28,3 м3.

Определяется плотность цементного раствора:

ρцр = = = 1830 кг / м3.

Определяется плотность облегченного цементного раствора:

ρо = = = 1640 кг / м3.

Определяется количество сухого цемента в цементном растворе:

Gц = (ρцр × Vцр × к) / (1 + m) = (1830 × 5,36 × 1,03) / (1 + 0,5) = 6,7 т.

Определяется количество сухого цемента в облегченном цементном растворе:

Gо = (ρо × Vо × к) / (1 + mо) = (1640 × 28,3 × 1,03) / (1 + 0,75) = 31,8 т,

где к – коэффициент, учитывающий потери цемента при затворении.

Определяется количество воды для цементирования:

Vв = m × Gц + mо × Gо = 0,5 × 6,7 + 0,75 × 31,8 = 27,2 м3.

Определяется количество СаСl2 в цементном растворе:

GСаСl =(m × Vцр) / 100 = (0,5 × 5,36) / 100 = 0,08 т.

Определяется количество СаС12 в облегченном цементном растворе:

Gо СаСl =(mо × Vо) / 100 = (0,75 × 28,3) / 100 = 0,42 т.

Определяется количество ОЭЦ для обработки цементного раствора:

Gоэц = (m × Vцр) / 100 = (0,5 × 5,36) / 100 = 0,0268 т.

Определяется количество продавочной жидкости:

Vпрж = 0,785 × dвнок2 × (Lн – hст) × к = 0,785 × 0,15342 × (1852 – 10) × 1,03 = 35 м3.

Определяется давление на цементировочной головке в конце цементирования обсадной колонны:

рк = рг + рц = 5,3 + 9,7 = 15 МПа;

рг= Lв +1,6 = 0,002 × 1838 + 1,6 = 5,28 МПа;

рц = 0,00110 × 10 × (ρцрср – ρр) × (Lв – hст) × 10–3 = 0,001 × 10 × (1669 – 1130) × (1838 – 10) × 10–3 = 9,7 МПа;

ρцрср = (ρо × Lо + ρцр × Lцр) / (Lо + Lцр) = (1640 × 1566 + 1830 × 286) / (1566 + 286) = 1669 кг / м3.

Определяется температура забоя:

Т = tср + Г × Lв = 1 + 0,025 × 1838 = 46,95 °С,

где Г = 0,025 – геотермический градиент.

По температуре забоя рекомендуется цемент для холодных скважин ІG-СС-1.

По величине р и рг принимаются втулки на насосе ЦА-320М ∅ 115 мм.

Определяется количество продавочного раствора, закачиваемого на различных скоростях ЦА-320М:

hо = (Vцр + Vоцр) / (Fвн + Fзп) = (5,36 + 28,3) / (0,0184 + 0,018) = 924 м;

Fвн = 0,785 × = 0,785 × 0,15342 = 0,0184 м2;

Fкп = 0,785(кD2д – d2нок) = 0,785 × (1,1 × 0,21592 – 0,1682) = 0,018 м2;

lо = Lн – hо = 1852 – 924 = 928 м;

а = (hо – hст) / рц = (928 – 10) / 9,7 = 94,2 м / МПа;

hV = 1о + а × (рV + рг) = 903 + 94,2 × (5,8 – 5,3) = 950,1 м;

hІV = а × (рІV + рV) = 94,2 × (8,7 – 5,8) = 273,2 м;

hІІІ = а × (рІІІ + рІV) = 94,2 × (13,4 – 8,7) = 442,7 м;

hІІ = а × (рІІ + рІІІ) = 94,2 × (23 – 13,4) = 904,3 м;

VV = Fвнэкср × hV = 0,0184 × 950,1 = 17,5 м3;

VІV = Fвнэкср × hІV = 0,0184 × 273,2 = 5 м3;

VІІІ = Fвнэкср × hІІІ = 0,0184 × 442,7 = 8,1 м3;

VІІ = Vпрж – (VV + VIV + VIII) = 35 – (17,5 + 5 + 8,1) = 4,4 м3.

Определяется время цементирования эксплуатационной колонны из условия работы одного ЦА-320М:

Тц = Тзак + Тпрод + t = 2090,6 + 3291,9 + 700 = 6082,5 с;

Тзак = (Vцр + Vо) × 103 / qцаv = (5,36+28,3) × 103 / 16,1 = 2090,6 с;

Тпрод = tv + tІV + tІІІ + tІІ = Vv × 103 / qца v + VІV × 103 / qца ІV + VІІІ × 103 / qца ІІІ + VІІ × 103 / qца ІІ = 17,5 × 103 / 16,1 + 5 × 103 / 13,3 + 8,1 × 103 / 8,7 + 4,4 × 103 / 4,9 = 3291,9 с,

где t – время , затраченное для промывки нагнетательной линии ЦА-320М и отвинчивания стопоров на цементировочной головке.

Определяется количество ЦА-320М по времени схватывания цементного раствора nца = [Тц / (0,75 × Тсхв)] + 1 = [6082,5 / (60 × 0,75 × 120)] + 1 = 2 агрегата.

Определяется количество цементировочных агрегатов по скорости восходящего потока:

nца = 0,785 × (к × Dд2 – dнок2) × с / qцаср = 0,785 × (1,1 × 0,21592 – 0,1682) × 1,5 / 0,0106 = 2,56 = 3 агрегата,

где qцаср = Vпрж / Тпрод = 35 / 3291,9 = 0,0106 м3 / с,

С – скорость восходящего потока 1,5 – 2 м/с. Принимается количество ЦА-320М – 3 агрегата.

Определяется количество цементосмесительных машин по грузоподъемности:

nас = (Gц + Gоц) / 20+1 = (6,7+31,8) / 20 + 1 = 3 смесителя.

Определяется время цементирования эксплуатационной колонны:

Тф = (Тц – t) / nца + t = (6082,5 – 700) / 3 + 700 = 2494,17 с = 41,6 мин.

**3.5.2 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ**

Исходные данные:

Глубина Lтк = 579 м.

Диаметр технической колонны Dтк = 0,245 м, по ГОСТу 632-80;

Диаметр долота Dд = 0,2953 м.

Высота цементного стакана hст = 10 м.

Плотность цементного раствора ρц.р = 1830 кг / м3.

Определяется объем цементного раствора:

Vц = 0,785[(к × Dд2 – dэк2) L1 + d2внэк × hст] = 0,785 × [(1,1 × 0,29532 – 0,2452) × 579+0,22922 × 10] = 8,5 м3.

Определяется количество сухого цемента:

Gц = (ρцр × Vцр × 103) / (1 + m) = (1830 × 8,5 × 103) / (1 + 0,5) =10,3 т.

Определяется количество воды:

Vв = m × Gц = 0,5 × 10,3 = 5,16 м3.

Определяется количество ускорителя СаСl2:

GСаСl = (m × Vцр) / 100 = (2,5 × 8,5) / 100 = 0,21 т.

Определяется количество продавочной жидкости:

Vпрж = 0,785 × dвнткср2 × (L1 – hст) × к = 0,785 × 0,22922 × (579 – 10) × 1,05 = 24,6 м3.

Для цементирования применяется ЦА-320М – 1 комплект и УС-6-30 – 1 комплект.

**3.5.3 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КОНДУКТОРА**

Исходные данные:

Глубина Lк= 160 м.

Диаметр кондуктора Dк = 0,324 м по ГОСТу 632-80.

Диаметр долота Dд = 0,3937 м.

Высота цементного стакана hст = 5 м.

Плотность цементного раствора ρц.р = 1830 кг / м3.

Определяется объем цементного раствора:

Vцр = 0,785[(к × Dд2 – dэк2) × Lк + dвнэк2 × hст] = 0,785 × [(1,1 × 0,39372 – 0,3242) × 160 + 0,3072 × 5] = 8,59 м3.

dвнок = dнок – 2δ = 324 – 2 × 8,5 = 307 мм.

Определяется количество сухого цемента:

Gц = (ρцр × Vцр × 10–3) / (1 + m) = (1830 × 8,59 × 10–3) / (1 + 0,5) = 10,5 т.

Определяется количество воды:

Vв = m × Gц = 0,5 × 10,5 = 5,25 м3.

Определяется количество ускорителя NаСl:

GNаСl = n × Gц / 100 = 2,5 × 10,5 / 100= 0,275 т.

Определяется количество продавочной жидкости:

Vпрж = 0,785 × dвнкср2 × (Lк – hст) × к = 0,785 × 0,3072 × (160 – 5) × 1,05 = 12,04м3.

Для цементирования применяется ЦА-320М – 1 комплект и УС-6-30 – 1 комплект.

**3.5.4 РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ**

Исходные данные:

А) Глубина Lн = 40 м.

Диаметр направления Dн = 0,426 м по ГОСТу 632-80.

Диаметр долота Dд = 0,49 м.

Высота цементного стакана hст = 5 м.

Плотность цементного раствора ρц.р = 1830 кг /м.

Определяется объем цементного раствора:

Vцр = 0,785[(к × Dд2 – dнок2) × Lн + dвнок2 × hст] = 0,785 × [(1,1 × 0,492 – 0,4262) × 40 + 0,4062 × 5] = 4,28 м3.

dвнок = dнок – 2δ = 426 – 2 × 10 = 406 мм.

Определяется количество сухого цемента:

Gц = (ρцр × Vцр × 10–3) / (1 + m) = (1830 × 4,28 × 10–3) / (1 + 0,5) = 5,2 т.

Определяется количество воды:

Vв = m × Gц = 0,5 × 5,2 = 2,6 м3.

Определяется количество ускорителя NаСl:

GNаСl = n × Gц / 100 = 2,5 × 5,2 / 100= 0,133 т.

Определяется количество продавочной жидкости:

Vпрж = 0,785 × dвннср2 × (Lн – hст) × к = 0,785 × 0,4062 × (40 – 5) × 1,05 = 4,075 м3.

Для цементирования применяется ЦА-320М – 1 комплект и УС-6-30 – 1 комплект.

Б) Глубина Lнш = 12 м.

Диаметр направления Dнш = 0,53 м по ГОСТу 632-80.

Диаметр долота Dд = 0,6 м.

Высота цементного стакана hст = 5 м.

Плотность цементного раствора ρц.р = 1830 кг / м3.

Определяется объем цементного раствора:

Vцр = 0,785[(к × Dд2 – dнш2) × Lн + dвннш2 × hст] = 0,785 × [(1,1 × 0,62 – 0,532) × 12 + 0,5082 × 5] = 2,1 м3.

dвнок = dнок – 2δ = 530 – 2 × 11 = 508 мм.

Определяется количество сухого цемента:

Gц = (ρцр × Vцр × 10–3) / (1 + m) = (1830 × 2,1 × 10–3) / (1 + 0,5) = 2,53 т.

Определяется количество воды:

Vв = m × Gц = 0,5 × 2,53 = 1,3 м3.

Определяется количество ускорителя NаСl:

GNаСl = n × Gц / 100 = 2,5 × 2,53 / 100= 0,063 т.

Определяется количество продавочной жидкости:

Vпрж = 0,785 × dвннср2 × (Lнш – hст) × к = 0,785 × 0,5062 × (12 – 5) × 1,05 = 1,5 м3.

Для цементирования применяется ЦА-320М – 1 комплект и УС-6-30 – 1 комплект.

**3.6 ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

**3.6.1 ПОДГОТОВКА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ К КРЕПЛЕНИЮ СКВАЖИНЫ**

Подготовительные работы по подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны состоят в следующем.

Проверяется состояние фундаментов блоков, основание вышки, агрегатов буровой установки. Проверяется состояние вышки, центровка ее относительно устья скважины, тормозной системы лебедки, силового привода, буровых насосов, запорной арматуры, нагнетательной линии и талевой системы. В превентор устанавливаются плашки под соответствующий диаметр обсадных труб. Проверяется исправность и точность показаний контрольно-измерительных приборов. Выявляются недостатки и устраняются до начала ведения работ и оформляются актом о готовности буровой установки к креплению скважины.

**3.6.2 ПОДГОТОВКА ОБСАДНЫХ ТРУБ**

С целью выявления скрытых дефектов обсадных труб они опрессовываются давлением на р = 18 МПа с выдержкой времени не менее 30 секунд. Результаты опрессовки оформляются актом. Доставленные на скважину обсадные трубы подвергаются наружному осмотру, измерению, шаблонированию и укладыванию на стеллажи в порядке очередности спуска. Трубы должны иметь заводской сертификат и маркировку, соответствовать к требованиям стандарта. На каждые тысячу метров обсадных труб завозятся дополнительно 30 метров резервных обсадных труб.

**3.6.3 ВЫБОР ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА**

Выбор тампонажного материала производится в зависимости от характера разреза, назначения скважины, высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве и температуры забоя. Потребность материалов определяется расчетом.

Выбранные тампонажные материалы подвергаются анализу для соответствия их требования ГОСТ 1581-96.

Лабораторный анализ следует проводить с использованием химических реагентов, добавленных к тампонажным материалам и воды, на которой будет затворяться цементный раствор. Цементирование производится лишь при получении положительного заключения о пригодности тампонажных материалов.

Таблица 14

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Название компонента | ГОСТ, ТУ на изготовление, маркировка | Потребное количество, т | Всего |
|  |  | Название колонн |  |
|  |  | Направление | Кондуктор | Техническая колонна | Эксплуа­тационная колонна |  |
| Цемент | ГОСТ 1581-96 | 5,4 | 11 | 6,86 | 6,7 | 29,96 |
| Цемент воблегченномрастворе | ГОСТ 1581-96 |  |  |  | 31,8 | 31,8 |
| Хлористый кальций (Хлористый натрий) | ГОСТ 1581-96 | 0,135 | 0,275 | 0,17 | 0,08 | 0,66 |
| ОЭЦ |  |  |  |  | 0,42 | 0,42 |

**3.6.4 ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К СПУСКУ ОБСАДНЫХ ТРУБ**

Для обеспечения высоты подъема цементного раствора за колонной необходимо произвести опрессовку ствола скважины с гидромеханическим пакером на максимально ожидаемое давление при цементировании колонны. В случае поглощения бурового раствора произвести изоляционные работы.

При спуске буровой колонны на бурение перед проведением комплекса на бурение, заключаемых геофизических исследований производятся контрольный замер длины буровой колонны для уточнения фактической глубины скважины. По результатам геофизических исследований уточняется глубина спуска обсадной колонны, места установки элементов технической оснастки, интервалы проработки ствола, объем скважины.

После проработки и калибровки ствола на глубину спуска обсадной колонны скважина промывается до выравнивания параметров бурового раствора, соответствующих ГТН. Под кондуктор ствол скважины шаблонируется спуском 3-4 обсадных труб на бурильном инструменте. Спуск кондуктора, эксплуатационной колонн производятся с применением смазки УС-1, Р-402.

Турболизаторы устанавливаются на границах увеличения ствола скважины согласно инструктивно-технологической карте. Центраторы устанавливаются через каждые 25 м вместе со скребками.

Во избежание смятия обсадных труб, гидроразрыва пласта и поглощения бурового раствора под воздействием возникших в затрубном пространстве гидросопротивлений скорость спуска обсадной колонны с обратным клапаном должна быть равномерной и не превышать:

– для кондуктора – 1 м / с.

– для эксплуатационной колонны – 1,5 м / с.

В процессе спуска колонна плавно снимается с ротора и опускается в скважину. Динамические рывки, резкое торможение, разгрузка колонны или посадка ее свыше 30% от веса спускаемых труб не допускается. После спуска колонны производится промывка скважины для выравнивания параметров бурового раствора, соответствующих ГТН. Во избежание прихвата колонну периодически расхаживают, не допуская разгрузки на забой и превышение допустимых напряжений.

**3.6.5 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ**

Одним из основных условий качества повышения крепления скважины является наиболее полное замещение бурового раствора цементным раствором, надежное сцепление цементного камня с горными породами и обсадной колонной, герметичность обсадной колонны, надежное разобщение пластов. Цементный камень в затрубном пространстве должен удовлетворять следующим требованиям:

– равномерно и полностью заполнять затрубное пространство;

– обеспечить надежное сцепление цементного камня с обсадными колоннами и горными породами;

– прочность образца на изгиб через двое суток после цементирования должна быть не менее 2,7 МПа для чистого цемента.

Приготовление цементных растворов производится УС-6-30. Цементирование эксплуатационной колонны производится ЦА-320М. Централизованный контроль и управление процессом осуществляется СКЦ-2М. Перед началом цементирования обсадных колонн монтируется обвязка линий высокого давления агрегатов и 16М-700. Нагнетательная линия и цементировочная головка должны быть опрессованы на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление при цементировании.

Закачку цементного раствора в скважину начинать после стабилизации режима работы смесителей и получения необходимой плотности цементного раствора. Закачку продавочной жидкости производить на скоростях, обеспечивающих получение расчетной критической скорости восходящего потока. Момент окончания продавливания цементного раствора определяется по повышению давления в обсадной колонне при посадке продавочной пробки на кольцо «стоп». После снятия давления определяется работа обратного клапана. При положительном результате скважина оставляется на ОЗЦ на 48 часов.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОСНАСТКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Таблица 16

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| суммарноена колонну | масса, кг | 85 | 60 | 57,2 | 84 | 13,2 | 28 | 25 | 390 | 100 | 250 | 5 |
| кол-во, шт. | 1 | 1 | 1 | 5 | 1 | 1 | 1 | 37 | 10 | 1 | 1 |
| элементы технологической оснастки колонны | количествовинтервале, шт. | 1 | 1 | 1 | 5 | 1 | 1 | 1 | 37 | 10 | 1 | 1 |
| интервалустановки, м | до(низ) | – | – | – | 579 | – | – | – | 1852 | 1852 | – | – |
| от(верх) | 30 | 579 | 240 | 0 | – | 1815 | 1846 | 0 | 0 | – | – |
| массаэлемента,кг | 85 | 60 | 57,2 | 16,8 | 13,2 | 24 | 20 | 10 | 10 | 250 | 5 |
| наименование,шифр,типоразмер | БКМ – 324 | БКМ – 245 – 2 | ЦКОДМ – 245 – 2 | ЦЦ245/295 – 320 – 1 | ПП – 219/245 | БКМ – 146 | ЦКОДМ – 146 – 1 | ЦЦ – 146/190 – 216 | ЦТ – 146/190 – 3 | ПДМ – 146 | ПП – 140/146 |
| номерчастиколоннывпорядкеспуска | 2 | 3 | 4 |
| названиеколонны | кондуктор | техническаяколонна | эксплуатационнаяколонна |

**3.7 ВЫБОР И РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**

Состав бурильной колонны в конце бурения скважины:

Долото 0,2159 м; Д2-195; УБТ - 178, ТУ - 19-3-385 -79;

бурильные трубы ТБПВ диаметром 127 × 9,19 мм группы прочности Д, длиной L = 800 м; ЛБТ-178 × 11;

масса одного погонного метра БТ qбт = 0,000298 МН;

допустимая растягивающая нагрузка ТБПВ рст = 1,24 МН;

перепад давления на забойном двигателе рзд+д = 10 МПа;

G = 0,16 МН;

Qзд+д = 0,014 МН;

lзд+д = 8 м;

n = 1,3.

Определяется длина УБТ:

Lубт = (к × G – Qзд – рзд × Fк) / qубт = (1,25 × 0,16 – 0,014 – 10 × 0,0093) / 0,00156 = 34м.

где G – осевая нагрузка на долото; Qзд – масса забойного двигателя и долота 1400 кг; Fк – площадь трубного пространства бурильных труб.

Исходя из опыта бурения на данной площади принимается Lубт =25 м.

Определяется допустимая длина ЛБТ из условия растяжения:

Lлбт = (рст / n – (Qубт + Qтбпв + Qзд) – рзд × Fк) / qлбт = (1,24 / 1,3 – (0,00156 × 25 + 0,000298 × 800 + 0,014) – 10 × 0,0093 / 0,00165 = 2652м,

n – запас прочности на растяжение для бурильных труб;

Определяется длина ЛБТ:

1лбт = Lн – 1зд – 1убт – 1тбпв = 1852 – 25 – 8 – 800 = 1019 м.

Определяется масса бурильной колонны:

Qбк = Qлбт + Qубт + Qтбпв + Qзд = 0,014 + 25 × 0,00156 + 800 × 0,000298 + 0,000165 × 1019 = 0,45 МН.

Рекомендуется для бурения скважины следующие компоновки по интервалам.

Элементы КНБК

Таблица 16

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Примечание | 9 | Бурение под І направление | Бурение под ІІ направление | Бурение под кондуктор | Бурение с отборомкерна в солях | Бурение под техническуюколонну вертикальногоучастка |
| СуммарнаямассаКНБК, т | 8 | 0,15 | 2,716 | 11,41 | 5,919 | 11,227 |
| СуммарнаядлинаКНБК, м | 7 | 0,7 | 13,3 | 53,23 | 33,48 | 53,12 |
| Техническая характеристика | Масса,кг | 6 | 150 | 316 | 2400 | 145 | 347 | 4112 | 235 | 1536 | 235 | 4800 | 39 | 1080 | 4800 | 90 | 289 | 4112 | 200 | 1536 | 200 | 4800 |
| Длина, м | 5 | 0,7 | 0,63 | 12,5 | 0,53 | 1 | 16,7 | 1 | 8 | 1 | 25 | 0,38 | 8,1 | 25 | 0,42 | 1 | 16,7 | 1 | 8 | 1 | 25 |
| Наружныйдиаметр,мм | 4 | 600 | 490 | 203 | 393,7 | 393,7 | 240 | 390 | 203 | 390 | 203 | 212,7/80 | 164 | 178 | 295,3 | 295,3 | 240 | 292 | 203 | 292 | 203 |
| Типоразмер,шифр | 3 | Шнековое долото | Долото | УБ | Долото | Калибратор | 2ТСШ–240 | Центратор | УБТ | Центратор | УБТ | Бурголовка | «Недра» | УБТ | Долото | Калибратор | 2ТСШ–240 | Центратор | УБТ | Центратор | УБТ |
| Номерпопорядку | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| УсловныйномерКНБК | 1 | І | ІІ | ІІІ | ІV | V |

**3.8 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ**

Буровая установка выбирается из условия максимальной массы обсадных и бурильных труб с учетом коэффициента перегрузки.

Gок = Qок × к = 0,56 × 1,25 = 0,7 МН;

Gбк = Qбк × к1 = 0,45 × 1,67 = 0,73 МН,

где к и к1 – коэффициенты перегрузки. Принимается БУ-1600/100 ЭУ.

Таблица 16

|  |
| --- |
| Техническая характеристика БУ - 1600/100 ЭУ |
| Допустимая нагрузка на крюке, кН | 1000 |
| Условная глубина бурения, м | 16001 |
| Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с | 0,1 |
| Высота основания, м | 5 |
| Скорость подъема не загруженного элеватора, м/с | 1,7-1,8 |
| Буровая лебедка ЛБ - 450 |
| Расчетная мощность на валу лебедки, кВт | 300 |
| Максимальное натяжение подвижного конца талевого каната. кН | 145 |
| Диаметр талевого каната, мм | 25 |
| Буровая вышка А – образная секционная с 3-х гранным сечением ног |
| Номинальная нагрузка, кН | 1200 |
| Расстояние между ног, м | 7,5 |
| Рабочая высота, м | 38,7 |
| Высота вышки, м | 40,6 |
| Буровой насос НБТ-475 |
| Мощность, кВт | 475 |
| Максимальное давление, МПа | 25 |
| Ротор Р-560 |
| Максимальная нагрузка на стол ротора, кН | 2500 |
| Вертлюг |
| Максимальная нагрузка, кН | 1000 |
| Максимальная частота вращения ствола, об/мин., | 3,3 |
| Диаметр проходного отверстия, мм | 90 |

|  |
| --- |
| Циркуляционная система |
| Суммарный объем, м3 | 60 |
| Состав ПВО |
| ПУг 230 × 350, шт. | 1 |
| ППГ 230 × 350, шт. | 1 |

Выбор оснастки талевой системы:

2Т = к × Gбк / рк = 3 × 7,3 × 104 / 40880 = 5,3,

где к – коэффициент запаса прочности талевого каната;

рк – предельное разрывное усилие талевого каната;

Gбк – масса бурильной колонны.

Принимается оснастка талевого каната 4x5.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры промывочнойжидкости | Вязкость,с | –––––––––––––––––––––––16–18 |
| Плотность,кг/м3 | 108010001120-11301130 |
| Тип | ЕГРТех. водаТех. водаТех. водаТех. водаТех. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаПласт. водаББРББРББР |
| Механическаяскорость, м/ч | 3,335,0729,5711,027,7934,023,056,9715,569,279,1917,307,996,644,364,696,398,186,652,884,423,95,518,754,623,28 |
| Времямеханическогобурения, час | 35,80,70,11,90,72,15,90,98,814,91,024,814,811,75,216,919,518,41,726,99,83,74,025,447,3 |
| Проходка,м | 1029,420,71,152,823,848,4100,114,081,6136,917,3198,198,251,024,4108,0159,6122,34,9119,038,220,435,0117,4155,0 |
| Заводскойномер | 102102100100100102111111111111191919191919191919191919 |
| Забойныйдвигатель | РоторРотор2ТССШ1-2402ТССШ1-2402ТССШ1-2402ТССШ1-240ТО-2402ТССШ1-2402Д2-2402Д2-2402Д2-2402ТСШ1-195Д2-195Д2-195Д2 ШО-195Д2 ШО-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2 ШО-195Д2-1952ТСШ-195Д2-195Д2-195 |
| Заводскойномер | 107001107001107001125003125003124704498005448006488007477008477008480017489018181820181820607032427800567005494016607035487465601023 |
| Шифр долота | Шнек490 СТ393,7 С-ЦВ393,7 С-ЦВ393,7 С-ЦВ295,3 МС-ГВ295,3 МС-ГВ295,3 МС-ГВ295,3 ЕТS АС295,3 ЕТS АС295,3 ЕТS АС215,9 СЗГВ215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 ТЗ-ГНУ215,9 СЗГВ215,9 СЗГВ215,9 СЗГВ |
| Забойнаначало | 12,541,962,663,7165,2189,0237,4337,5351,5433,1570,0587,3785,4883,6934,6959,01067,01226,61348,91353,81472,81511,01531,41566,41716,81852 |

**3.9 ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ДОЛОТ И РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ**

Составление РТК

Режимно – технологическая карта составляется на основании показателей работы долот и забойных двигателей по долотным карточкам пробуренных скважин.

Типы и размеры долот и забойных двигателей выбираются по максимальным показателям, и определяется количество долот по интервалам. Осевая нагрузка рекомендуется та, при которой получены наивысшие показатели работы долот и забойных двигателей по интервалам.

Качество бурового раствора принимается из условия очистки забоя и ствола скважины, создания максимальной мощности на забойном двигателе и наилучшем использовании гидравлической мощности насосов. Качество жидкости принимается из условия предупреждения осложнений при бурении и загрязнение продуктивного пласта.

РЕЖИМНО – ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

Таблица 21

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры раствора | – | ЕГР, ρ = 1080 кг/м3 | Соленасыщенный ГЛР, ρ = 1210 кг/м3 | Тех. вода,ρ = 1000 кг/м3 | ББР, ρ = 1130 кг/м3УВ = 16 – 18 сФ < 8–10 см3корка = пленка |
| Режим бурения | Q | Q = 54 л/сd = 150 ммр = 13,4 МПа | Q = 35 л/сd = 130 ммр = 13,4 МПа |
| G | Вес инстру–мента | 12–16 т | 14–18 т |
| n | 11111111111111121 |
| Показатели работыдолота | Vм, м/ч | 5,05,0726,6833,83422,216,99,217,37,46,168,26,64,44,583,3 |
| tб, ч | 2,55,81,920,73,15,914,91,018,325,324,719,518,426,919,231,7 |
| h, м | 12,529,450,767,623,869100,1136,917,3135,4154,7147,5159,6122,311988106 |
| Тип и размертурбобура | РоторРотор2ТСШ1-2402ТСШ1-240ТО-2402ТСШ1-1952Д2-1952ТСШ1-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195Д2-195 |
| Тип и размердолота | Шнек490 СТ393,7 С-ЦВ393,7 С-ЦВ295,3 МС-ГВ215,9 МС-ГВ215,9 МС-ГВ215,9 ЕТS АС215,9 СЗ-ГВ215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А215,9 НР-62А |
| Мощность,м | 122812068351246910013718135154148159123118116 |
| Интервалы | до | 12401602285796036727729099271062121613641523164617641852 |
| от | 01240160228579603672772909927106212161364152316461764 |

**3.10 РАСЧЕТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ДВИЖУЩЕГОСЯ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЕ**

Скважина разбивается на два интервала:

1. Первый интервал от 0 до (башмака технической колоны) 579 м. Диаметр долота 0,2953 м, бурение ведется забойным двигателем ТО – 240 ТСШ – 240.

Определяется необходимое количество жидкости из условия:

а) очистки забоя от выбуренной породы:

Q = q × Fз = 0,06 × 0,785 × Dд2 = 0,06 × 0,785 × 29,532 = 0,041м3/с,

где q – удельный расход жидкости л/с на 1см2;

б) выноса выбуренной породы из ствола скважины:

Q = 0,785(К × Dд2 –dнбт2) × V = 0,785 × (1,1 × 0,29532 – 0,1272) × 1 = 0,063 м3/с,

где V – скорость восходящего потока в затрубном пространстве;

Принимаются диаметры цилиндровых втулок и поршней у буровых насосов НБТ - 475 с диаметром втулок 150 мм, Qн = 30 л/с, Р = 11,8 МПа;

Определяется подача насоса:

Q = α × 2Qн =0,9 × 2 × 0,03 = 0,054 м3/с,

где α – коэффициент наполнения насоса 0,7 ÷ 1;

Определяются потери давления в нагнетательной линии по методу эквивалентных длин:

Lэквнл = Lн × (dвнбт / dвннл)5 = (25 + 18) × (11,1 / 14,8)5 = 10,2 м;

Lэквшл = Lшл × (dвнбт / dвншл)5 = 18 × (11,1 / 8)5 = 92,6 м;

Lэквв = Lв × (dвнбт / dвнгв)5 = 2,5 × (11,1 / 9)5 = 7,1 м;

Lэквкв = Lкв × ( dвнбт / dвнкв)5 = 16 × (11,1 / 8)5 = 82,3 м;

Lэкв = Lэквгл+вл + Lэквшл + Lэквв + Lэквкв = 10,2 + 92,6 + 7,1 + 82,3 = 192,2 м;

рм = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнбт5) × Lэкв = (8,26 × 0,02 × 1,22 × 542 / 11,15) × 192,2 = 0,67 МПа;

Определяются потери давления в бурильных трубах:

рбт = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнбт5) × Lбт = (8,26 × 0,02 × 1,22 × 542 / 11,15) × 544= 1,9 МПа; Lбт = Lинт – 1убт – 1зд = 579 – 10 – 25 = 544 м;

Определяются потери давления в утяжеленных бурильных трубах

рубт = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнубт5) × Lубт = (8,26 × 0,02 × 1,22 × 542 / 85) × 25 = 0,45 МПа;

Определяются потери давления в долоте:

рд = 0,051 × (рбр × Q2) / (μ2f2) = 0,051 × (1,22 × 542) / (0,82 × 172) = 0,98 МПа;

Определяются потери давления в кольцевом пространстве УБТ –скважина:

ркпубт = (8,26 × λ × Q2 × (1убт + 1зд)) / ((Dд+ dнубт)2 × (Dд – dнубт)3) = (8,26 × 0,02 × 1,22 × 542 × (25 + 10) / ((29,53 + 17,8)2 × (29,53 – 17,8)3)=0,005 МПа;

Определяются потери давления в затрубном пространстве бурильные трубы – скважина:

ркпбт = (8,26 × λ × Q2 × 1бт) / ((Dд+ dнбт)2 × (Dд – dнбт)3) = (8,26 × 0,02 × 1,22 × 542 × 544) / ((29,53 + 12,7)2 × (29,53 – 12,7)3) = 0,038 МПа;

Определяются потери давления в забойном двигателе:

рзд = рздс (Q/Qс)2 = 3,3 × (54 / 32)2 = 9,4 МПа,

где рздс – определяется по таблице №13 (уч. «Бурение нефтяных и газовых скважин») рздс = 3,3; Qс=32;

Определяются потери давления в циркуляционной системе;

рцс = рм + рбт + рубт + рд + ркпубт + ркпбт + рзд = 0,67 + 1,9 + 0,45 + 0,98 + 0,005 + 0,038 + 9,4 = 13,44 МПа;

Если рцс больше или меньше 0,8рн, то берутся меньшие или большие втулки на насосе.

Определяется мощность на валу турбобура:

Nзд = Nздс (Q / Qс)3 = 73,5 × (54 / 32)3 = 353,2 кВт;

Определяется момент на валу турбобура:

Мзд = Мздс (Q / Qс)2 = 1,63 × (54 / 32)2 = 4,6 кН/м;

Определяется число оборотов:

n = nс (Q / Qс) = 420 × (54 / 32) = 709 об/мин;

Определяется коэффициент передачи мощности на забой:

к = Nзд / 2Nн = 353,2 / (2 × 475) = 0,37.

2. Интервал от 0 до проектного забоя скважины (0 – 1852 м).

Диаметр долота 0,2159 м.

Определяется необходимое количество жидкости из условий:

а) очистки забоя от выбуренной породы:

Q = q × F3 = 0,06 × 0,785 × 21,592 = 22 л/с = 0,022 м3/с,

где q – удельный расход жидкости л/с на 1см2.

б) выноса выбуренной породы из ствола скважины:

Q = 0,785 × (к × Dд2 – Dнбт2) V = 0,785 × (1,1 × 0,21592 – 0,1272) × 1 = 0,024м3/с,

где V – скорость восходящего потока в затрубном пространстве.

Принимаются диаметры цилиндровых втулок и поршней у буровых насосов НБТ - 475 с диаметром втулок 130 мм, Qн = 22,1 л/с, р = 17,9 МПа;

Определяется подача насоса:

Q = α × Qн × λ = 0,8 × 22,1 × 2 = 32 л/с = 0,032 м3/с;

Определяются потери давления в нагнетательной линии:

рм = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнбт5) × Lэкв = (8,26 × 0,02 × 1,13 × 352 / 11,15) × 192,2 = 0,26 МПа;

Определяются потери давления в трубах:

рбт = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнбт5) × Lбт = (8,26 × 0,02 × 1,13 × 352 / 11,15) × 1851 = 2,51 МПа, где Lбт = Lн – 1убт – 1зд = 1852 – 10 – 25 = 1817 м;

Определяются потери давления в утяжеленных бурильных трубах:

рубт = (8,26 × ρбр × λ × Q2 / dвнубт5) × Lубт = (8,26 × 0,02 × 1,13 × 352 / 85) × 25 = 0,2МПа;

Определяются потери давления на долоте:

перепад давления на долоте можно принять равным 4,5 МПа при установке двух насадок на долото. Определяются потери давления в кольцевом пространстве, утяжеленные бурильные трубы – скважина:

ркпубт = (8,26 × λ × ρбр Q2 × (1убт + 1зд)) / ((Dд + dнубт)2 × (Dд – dнубт)3) = =(8,26 × 0,02 × 1,13 × 352 × (25 + 10)) / ((29,53 + 17,8)2 × (29,53 – 17,8)3) = 0,087 МПа;

Определяются потери давления в затрубном пространстве, бурильные трубы – скважина;

ркпбт = (8,26 × λ × ρбр Q2 × Lбт) / ((Dд + dнбт)2 × (Dд – dнбт)3) = (8,26 × 0,02 × 1,13 × 352 × 1817) / ((29,53 + 12,7)2 × (29,53 – 12,7)3) = 0,2 МПа;

Определяются потери давления в забойном двигателе:

рзд = рздс (Q/Qс)2 = 5 × (32 / 32)2 = 5 МПа;

Определяются потери давления в циркуляционной системе:

рцс = рм + рбт + рубт + рд + ркпубт + ркпбт + рзд = 0,26 + 2,51 + 0,2 + 0,65 + 0,087 + 0,2 + 5 = 8,9 МПа,

так как Рцс меньше 0,8 рн (14,3), то увеличим перепад давления на долоте за счет установки насадок: рцс = 8,9 + 4,5 = 13,4 МПа;

Определяется мощность на валу винтового двигателя Д2 – 195:

Nзд = Nздс (Q/Qс)2 = 139,7 × (32 / 32)2 = 139,7 кВт;

Определяется момент на валу винтового двигателя:

Мзд = Мздс (Q/Qс) = 8 × (32 / 32) = 8 кН/м;

Определяется число оборотов:

n = nс (Q / Qс) = 100 × (32 / 32) = 100 об/мин;

Определяется коэффициент передачи мощности на забой:

к = Nзд / 2Nн = 139,7 / (2 × 475) = 0,15.

**4. ОХРАНА ТРУДА, ПРИРОДЫ И НЕДР**

**4.1 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**

Анализы несчастных случаев в бурении свидетельствует о том, что большая часть их происходит вследствие применения не правильных приемов труда. При ведении работ нередко нарушают действующие правила по технике безопасности. Это обусловлено или неудовлетворительным инструктажем, или не правильной организации труда, или недостаточным техническим надзором со стороны инженерно-технических работников.

Значительное число несчастных случаев связано с тем, что при ведении работ применяется неисправный инструмент и оборудование, не используются защитные средства, недостаточно используются приспособления по технике безопасности и малой механизации, облегчающие труд и предотвращающие опасности, возникающие во время выполнения работ.

Для того чтобы максимально снизить травматизм, необходимы – высокая квалификация рабочих, знания технологических особенностей бурения скважин, назначения, конструкции и правил эксплуатации оборудования и механизмов, правильных и безопасных приемов выполнения работ, а также высокий уровень технического надзора со стороны руководителей работ.

Улучшение организации труда, механизация тяжелых и трудоемких работ, рационализация технологических процессов, внедрение новых, более совершенных видов оборудования, механизмов и инструмента – основные направления по повышению производительности труда и создания здоровой и безопасной производственной обстановки на буровых предприятиях.

За последние годы достигнуты значительные успехи в области создания безопасных условий труда в бурении вследствие внедрения новой техники, пневматических систем управления, разработки и оснащения производств контрольно-измерительной, регистрирующей, ограничительной и другой аппаратурой многих видов. Дальнейшее внедрение новых видов оборудования, автоматизация и механизация технологических процессов бурения сыграют немалую роль в деле снижения травматизма.

При бурении нефтяных и газовых скважин значительное число несчастных случаев происходит в процессе эксплуатации оборудования. Правильный монтаж, своевременный осмотр оборудования и уход за ним создают условия для последующей безопасной работы. Поэтому перед вводом в эксплуатацию вновь смонтированной буровой установки необходимо проверить укомплектованность ее приспособлениями и устройствами по технике безопасности, элементами малой механизации, КИП и запасными емкостями.

Безопасность работы будет обеспечена, если буровое оборудование и инструмент будут соответствовать нормам и правилам техники безопасности.

**4.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ**

По правилам производственной санитарии на буровой должны быть в наличии:

1. Культбудка;

2. Аптечка;

3. Бачок с питьевой водой;

4. Титан для кипячения воды;

5. Шкафы сушильные для спецодежды;

6. Душевая.

Рабочие места должны быть освещены в соответствии с нормами электрического освещения.

Производственная санитария служит для практического использования научных положений гигиены труда и занимается изучением вопросов санитарного устройства, эксплуатации и содержания предприятия; разработкой требований; обеспечивающих нормальные условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятия.

Производственная санитария направлена на устранение факторов, неблагоприятно влияющих на здоровье трудящихся и создание нормальных условий работы на производстве.

**4.3 МЕРЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

При бурении нефтяных и газовых скважин опасность возникновения пожара связана с возможностью открытого газонефтяного фонтана из-за нарушения технологии бурения, неисправности ПВО или несвоевременного использования его для предупреждения выбросов и открытых фонтанов.

Пожары на буровых установках могут возникать также в связи с применением нефти, дизельного топлива и других горючих материалов, вследствие нарушения правил хранения и использования этих материалов или правил монтажа и эксплуатации оборудования.

Для обеспечения пожарной безопасности площадки, предназначенной для монтажа буровой установки, освобождается от наземных и подземных трубопроводов и кабелей, очищается от леса, кустарника, травы в радиусе не менее 50 м. Вокруг вышки и других наземных сооружении устраиваются площадки шириной 10 - 12 м. Сгораемые конструкции сарая обрабатываются огнезащитным составом.

Топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания располагается не ближе 20 м от помещения, в котором они установлены. Выхлопные трубы двигателей оборудуются искрогасителями, а выхлопные газы отводятся на расстояние не менее 15 м от устья скважины, 5 м от стены машинного сарая и 1,5 м выше конька крыши. В местах прохода выхлопной трубы через стены, полы и крышу помещения между трубой и сгораемыми конструкциями оставляется зазор не менее 15 см, а трубы обертываются асбестом.

При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры исключающие возможность выброса и разлива нефти. В частности, нефть закачивается в скважину по шлангам, изготовленных из специального каучука, или по металлическим шлангам с быстросъемными соединителями, а продавливается утяжеленным раствором.

Трубы, по которым нефть наливается в емкости и перекачивается в скважину надежно заземляются. Пролитая нефть смывается струей воды, загрязненные места засыпаются песком или землей, помещения силового привода дизелей или электродвигателей тщательно проветриваются.

При бурении скважин с применением промывочных растворов на углеводородной основе желобная система и приемные емкости закрываются с целью предотвращения испарения легких углеводородных фракций. Около подъездных путей к буровой и вокруг нее устанавливаются щиты с надписями о необходимости строгого соблюдения правил техники безопасности.

Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40м от буровой установки. На такое же расстояние удаляется промывочный раствор на углеводородной основе принимаются меры по предупреждению образовании искр и других источников воспламенения.

В процессе бурения систематически измеряют температуру выходящего из скважины раствор.

При бурении скважины с возможными газопроявлениями проводят непрерывный анализ воздуха на рабочей площадке с помощью газоанализатора. В случае увеличения концентрации газа в количестве 20% от нижнего предела принимают меры к выявлению и устранению мест утечек.

На бурящейся скважине должны находится следующие средства тушения:

1.Огнетушитель пенный ОХП-10 – 8 шт.

2.Ящики с песком – 5 шт.

3.Лопаты – 5 шт.

4.Ломы - 2 шт.

5.Багры – 2 шт.

6.Топоры – 2 шт.

7.Пожарные ведра – 4 шт.

На буровой установке должна быть предусмотрена возможность

тушения пожара с забором воды от водопровода.

**4.4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Озерная площадь нефти в административном отношении расположена на севере Пермского края на юго-западной окраине Красновишерского района, в 30 км южнее г. Красновишерска.

Непосредственно на территории площади населенные пункты отсутствуют.

Ближайший населенный пункт д. Немзя расположен в 1,6 км восточнее контура площади, другие населенные пункты (д. Котомыш, д. Кузнецово) удалены на расстоянии более 5 км от площади.

Район площади характеризуется сложными геоморфологическими и инженерно-геологическими условиями: расположение в центральной части площади озера Нюхти (площадь зеркала 630 га), являющегося гидрогеологическим памятником природы, значительная заболоченность и заселенность, широкое развитие мощных торфяных отложений, проявление приповерхностных форм соляного карста, слабая естественная защищенность подземных вод от поверхностного загрязнения, наличие трещинно-разрывных зон в осадочном чехле, имеющих признаки флюидопроводимости.

Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена вытекающим из озера Нюхти ручьем Исток, являющимся правым притоком р. Колынва. Вокруг озера расположена часть Гудборско-Колынвенского болота. Размер водосборной площади оценивается в 45 км2.

Основной особенностью площади является его расположение в пределах государственного ландшафтного заказника областного значения «Нижневишерский», имеющего режим особого природопользования, Согласно положению о данном заказнике, хотя в его пределах и разрешены в ограниченных масштабах работы по разведке и эксплуатации нефтяных и газовых площадей, но их проведение имеет ряд жестких ограничений, основными из которых является запрет на размещение нефтепромысловых объектов в водоохранных зонах водоемов и водотоков.

Озерная площадь нефти открыта в 1977 году. Промышленная нефтеносность связана с сакмарскими, башкирско-серпуховскими и турне-фаменскими отложениями. Ввиду повышенных требований к охране окружающей природной среды при строительстве скважин применяется система замкнутого цикла (безамбарный метод строительства скважин).

В целях охраны недр и окружающей среды проектом предусматривается проведение комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь нефти и газа, вследствие низкого качества проводки скважины и неправильной ее эксплуатации, в процессе испытания, что может привести к преждевременному обводнению и дегазации продуктивного пласта.

С целью предотвращения выброса или открытого фонтана, пласты должны вскрываться на высококачественном глинистом растворе, параметры которого должны соответствовать регламенту, при наличии на устье ПВО.

Проектом предусматривается проведение мероприятий по предупреждению порчи пахотных земель, загрязнения водоемов. На площадках под буровой предусматривается рекультивация земель. Перед началом буровых работ снимается плодородный слой земли и складируется во временные отвалы.

После окончания работ производится захоронение производственного и бытового мусора, отходов бурения. Засыпаются и выравниваются ямы, котлованы. Плодородный слой возвращается из отвалов обратно.

С целью предупреждения загрязнения водоемов используют систему замкнутого оборотного водоснабжения.

Во избежание разлива горюче - смазочных материалов, глинистого раствора, нефти, вокруг буровой делаются обваловывание.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данном проекте рекомендовано бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Озёрной площади с использованием новейших технологий и достижений в области нефтяных и газовых скважин для получения наивысших технико-экономических показателей.

Улучшение режима бурения достигается тем, что рационально подбирается гамма долот и забойных двигателей, что увеличивает проходку долот и межремонтный период забойных двигателей.

Увеличение межремонтного периода было достигнуто также тем, что применялась более качественная очистка бурового раствора и применением смазочных добавок таких, как графит и нефть.

Применение кустового бурения уменьшает стоимость буровых работ.

бурение скважина стратиграфический конструкция

**Список используемой литературы**

1) Вадецкий Ю.В. «Бурение нефтяных и газовых скважин », М., «Недра», 1985 г.

2) Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.М.,«Типовые задачи и расчёты в бурении», М., «Недра», 1982 г.

3) Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З., «Бурение наклонных и горизонтальных скважин», М., «Недра», 1997 г.