Приложение №25

к договору №

Программа на строительство эксплуатационной скважины

№….

Версия 1

Компания-заказчик:

Компания-подрядчик:

Буровая установка:

Буровой мастер:

|  |  |
| --- | --- |
| Согласовано:  Директор департамента добычи и скважинных  технологий  АО «ФортеИнвест» | Утверждаю: |
| Согласовано:  Начальник отдела по геологическому сопровождению  бурения скважин  АО «ФортеИнвест» | Согласовано:  Заместитель генерального директора  Главный геолог  АО «Преображенскнефть» |
|  |  |
| Согласовано:  Начальник Управления по бурению  АО «Преображенскнефть» | Согласовано:  Заместитель главного геолога - начальник отдела  геологии и недропользования  АО «Преображенскнефть» |
| Согласовано:  Заместитель генерального директора по сервисам | Согласовано:  Заместитель технического директора |
| Согласовано: | Согласовано: |
| Согласовано: | Подготовил: |

СОДЕРЖАНИЕ:

[**1. Общие данные** 5](#_Toc77337755)

[**1.1** Внесение изменений в программу 5](#_Toc77337756)

[**1.2** Проектные данные 5](#_Toc77337757)

[**2. Расчетная траектория скважины** 6](#_Toc77337758)

[**2.1** Плановый профиль скважины 6](#_Toc77337759)

[**2.2** Горизонтальная и вертикальная проекции скважины 7](#_Toc77337760)

[**3. График глубина-день** 8](#_Toc77337761)

[**4. Конструкция скважины** 9](#_Toc77337762)

[**5. Стратиграфический разрез** 10](#_Toc77337763)

[**6. Осложнения в процессе бурения** 11](#_Toc77337764)

[**6.1** Поглощение бурового раствора 11](#_Toc77337765)

[**6.2** Осыпи и обвалы (размыв солей) стенок скважины 11](#_Toc77337766)

[**6.3** Нефтегазопроявления 12](#_Toc77337767)

[**6.4** Прихватоопасные зоны 12](#_Toc77337768)

[**7. Параметры промывочной жидкости** 13](#_Toc77337769)

[**7.1 Периодичность замера параметров пробы бурового раствора.** 14](#_Toc77337770)

[**7.2 Требования к системе очистки.** 14](#_Toc77337771)

[**7.3 Характеристики буровых насосов.** 16](#_Toc77337772)

[**8. Программа геофизических исследований** 17](#_Toc77337773)

[**9. Режимно-технологическая карта** 18](#_Toc77337774)

[10. **Бурение секции под направление 426 мм (0 – 50,0 м)** 19](#_Toc77337775)

[**10.1** Цели и задачи бурения интервала 19](#_Toc77337776)

[**10.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении 19](#_Toc77337777)

[**10.3** Крепление 426мм направления 20](#_Toc77337778)

[**10.5** Ожидаемая потребность в буровом растворе 21](#_Toc77337779)

[**10.6** Ожидаемая потребность в материалах. 21](#_Toc77337780)

[**10.7** Инженерные рекомендации 21](#_Toc77337781)

[11 Бурение секции под кондуктор 324 мм (50 – м) 22](#_Toc77337782)

[**11.1** Цели и задачи бурения интервала 22](#_Toc77337783)

[**11.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении 22](#_Toc77337784)

[**11.3** Состав КНБК для шаблонировки/ проработки интервала 23](#_Toc77337785)

[**11.4** Гидравлический расчет 24](#_Toc77337786)

[**11.5** Расчет спуска ОК 324 мм 24](#_Toc77337787)

[**11.6** Расчет крепления ОК 324 мм 25](#_Toc77337788)

[**11.7** Ход работ под 324мм кондуктор 25](#_Toc77337789)

[**11.8** Ожидаемая потребность в буровом растворе. 26](#_Toc77337790)

[**11.9** Ожидаемая потребность в материалах. 26](#_Toc77337791)

[**11.10** Инженерные рекомендации 26](#_Toc77337792)

[12. Бурение секции под техническую колонну 245 мм (200 – м) 28](#_Toc77337793)

[**12.1** Цели и задачи бурения интервала 28](#_Toc77337794)

[**12.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении 28](#_Toc77337795)

[**12.3** Состав КНБК для шаблонировки / проработки интервала 30](#_Toc77337796)

[**12.4** Гидравлический расчет 31](#_Toc77337797)

[**12.5** Расчет спуска ОК 245 мм 31](#_Toc77337798)

[**12.6** Ход работ под 245мм техническую колонну 32](#_Toc77337799)

[**12.7** Ожидаемая потребность в буровом растворе 32](#_Toc77337800)

[**12.8** Ожидаемая потребность в материалах. 33](#_Toc77337801)

[**12.9** Инженерные рекомендации 33](#_Toc77337802)

[13. Бурение секции под эксплуатационную колонну 168 мм (850 – м) 34](#_Toc77337803)

[**13.1** Цели и задачи интервала бурения 34](#_Toc77337804)

[**13.2** КНБК для бурения интервала: 34](#_Toc77337805)

[**13.3** Гидравлический расчет 37](#_Toc77337806)

[**13.4** Ход работ при бурении секции под ЭК диаметром 168мм. 38](#_Toc77337807)

[**13.5** Расчет спуска ОК 168 мм 38](#_Toc77337808)

[**13.6** Ожидаемая потребность в буровом растворе 40](#_Toc77337809)

[**13.7** Ожидаемая потребность в материалах. 40](#_Toc77337810)

[**13.8** Инженерные рекомендации. 40](#_Toc77337811)

[**13.9** Ожидаемая потребность в буровом растворе 41](#_Toc77337812)

[**13.10** Ожидаемая потребность в материалах. 41](#_Toc77337813)

[**13.11** Инженерные рекомендации 42](#_Toc77337814)

[14. Мероприятия по предупреждению поглощений. 44](#_Toc77337815)

[15. Мероприятия по контролю параметров БР при попадании 44](#_Toc77337816)

[пластовой воды. 44](#_Toc77337817)

[16. Мероприятия против прихватов 45](#_Toc77337818)

[17. Общие технические рекомендации по предупреждению прихватов. 45](#_Toc77337819)

[18. Лист ознакомления с программой 47](#_Toc77337820)

**1.** Общие данные

**1.1** Внесение изменений в программу

Программа бурения подготовлена и утверждена специалистами ООО «» и согласована с

АО «Преображенскнефть», а также содержит проектный профиль, планируемые КНБК и технологические расчеты для бурения скважины.

Программа бурения является оперативным документом и, при изменении геологических и технологических условий бурения, может быть скорректирована.

Изменения в программу вносятся решением совместного геолого-технического совещания, на основании которого составляется дополнение к программе, которое подписывается всеми ответственными сторонами.

Незначительные изменения в программу работ (тип породоразрушающего инструмента элементов КНБК) могут вноситься после согласования данных действий между ООО «» и АО «Преображенскнефть» с последующим письменным распоряжением представителя Заказчика.

**1.2** Проектные данные

Информация по скважине

|  |  |
| --- | --- |
| Месторождение |  |
| Номер скважины |  |
| Целевой пласт / глубина по вертикали | Т₁ / |
| Дата начала бурения |  |
| Дата окончания бурения |  |
| Привязка по вертикали | Стол Ротора БУ |
| Альтитуда стола ротора |  |
| Альтитуда поверхности земли |  |
| Система координат | Пулково 1942 |
| Координаты устья |  |
| Система координат |  |
| Координаты устья |  |
| Проектный забой |  |
| Тип траектории скважины |  |
| Привязка Севера |  |
| Магнитное склонение |  |
| Радиус круг допуска, м | 25 |

**2.** Расчетная траектория скважины

**2.1** Плановый профиль скважины

Плановый профиль скважины

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина по стволу, м | Зенитный угол, град | Азимут магнитный, град | Азимут истинный, град | Глубина по вертикали, м | Абсолютная отметка, м | Лок. смещение к северу, м | Лок. смещение к востоку, м | Отклонение от устья, м | Азимут смещения, град | Пространст. интенсивность, град/10 м | Угол установки отклон., град | Интенсив. по зениту, град/10 м | Комментарий |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Направление-426 мм. |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 200 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Кондуктор-323,9 мм. |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | Промежуточная-244,5 мм. |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Т1 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Т3 |

**2.2** Горизонтальная и вертикальная проекции скважины

**3.** График глубина-день

**4.** Конструкция скважины

Конструкция скважины

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Название колонны | Диаметр, мм | Глубина спуска, м | Тип цемента | Уд. вес, г/см3 | Высота подъема цемента | ОЗЦ |  |
| Направление | 426 | 0-м | ПЦТ-I-50 | 1,84 | 0-50м | Время ОЗЦ- определяется по затвердеванию проб, но не менее сроков схватывания согласно лабораторного анализа |
| Кондуктор | 324 | 0-м | ПЦТ-I-50 | 1,80 | 0-м |
| Промежуточная колонна | 245 | 0-м | ПЦТ III Об 5 50 | 1,55 | 0-м |
| ПЦТ I-G-CC-1 | 1,89 | м |
| Эксплуатационная колонна | 168 |  | ПЦТ III Об 5 100 | 1,50 |  |
| РТМ-50ПВ | 1,90 |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Название колонны** | **Диаметр, мм** | **Схема оборудования устья скважины** |
| Направление | 426 |  |
| Кондуктор | 324 | ОП5 -350/80х21 К1 |
| ОКО 21-324х245х168 К1 |
| Промежуточная колонна | 245 | ОП5 -230/80х21 К1 |
| ОКО 21-324х245х168 К1 |
| Эксплуатационная колонна | 168 | ОП5 -230/65х21 К1 |
| ОКО 21-324х245х168 К1 |

**5.** Стратиграфический разрез

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Стратиграфия | Ожидаемые отметки а.о., м | | Интервалы залегания по вертикали м. | | Интервалы залегания по стволу м. | | Мощность пласта |
|
| кровли | подошвы | от, м | до, м | от, м | до, м | м |
| Четвертичные и неогеновые отложения |  |  |  |  |  |  |  |
| Татарский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Сосновская св |  |  |  |  |  |  |  |
| Гидрохим.св |  |  |  |  |  |  |  |
| Калиновская св |  |  |  |  |  |  |  |
| Уфимский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Кунгурский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Артинский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Сакмарский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Верхний карбон |  |  |  |  |  |  |  |
| Московский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Башкирский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Серпуховский яр |  |  |  |  |  |  |  |
| Окский надгоризонт |  |  |  |  |  |  |  |
| Тульский г-т |  |  |  |  |  |  |  |
| Бобриковский г-т |  |  |  |  |  |  |  |
| Пласт Б2 |  |  |  |  |  |  |  |
| Бобриковский г-т |  |  |  |  |  |  |  |
| Турнейский ярус |  |  |  |  |  |  |  |
| Пласт Т1 |  |  |  |  |  |  |  |
| Турнейский ярус |  |  |  |  |  |  |  |

**6.** Осложнения в процессе бурения

**6.1** Поглощение бурового раствора

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование горизонта** | **Интервал поглощения по вертикали (м)** | | **Интервал поглощения по стволу (м)** | | **Интенсивность поглощения (м3/час)** |
| Четвертичные отложения |  |  |  |  | До полного |
| Татарский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Артинский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Сакмарский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Верхний карбон |  |  |  |  | До полного |
| Московский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Башкирский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Серпуховский ярус |  |  |  |  | До полного |
| Окский надгоризонт |  |  |  |  | До полного |
| Бобриковский горизонт |  |  |  |  | До полного |
| Турнейский ярус |  |  |  |  | До полного |

С целью избежания гидроударов выход на рабочий расход насосов осуществлять следующим образом: сначала запустить вращение 10-20 об/мин, далее - плавный ступенчатый пуск бурового насоса с минимальных ходов и до рабочих значений. Начинать с 5л/с и увеличивать каждые 10 сек. на 5 л/с.

**6.2** Осыпи и обвалы (размыв солей) стенок скважины

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование горизонта | Интервал по вертикали (м) | Меры борьбы и профилактика |
| Четвертичная система | (осыпи и обвалы) | Снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых горных пород путем исключения непроизводительных затрат времени. В случае возникновения осложнений обработать буровой раствор, проработать ствол скважины. При отсутствии результата произвести укрепляющие цементные заливки осложненных интервалов, количество заливок до трех. В случае отсутствия положительного результата, дальнейшие работы вести по дополнительному плану, согласованному с проектной организацией и Заказчиком. |
| Татарский ярус | (осыпи и обвалы) |
| Гидрохимическая свита | (размыв солей) |
| Уфимский ярус | (осыпи и обвалы) |
| Кунгурский ярус | (размыв солей) |
| Московский ярус | (осыпи и обвалы) |
| Окский надгоризонт | (осыпи и обвалы) |
| Бобриковский горизонт | (осыпи и обвалы) |
| Турнейский ярус | (осыпи и обвалы) |  |

С целью избежания гидроударов выход на рабочий расход насосов осуществлять следующим образом: сначала запустить вращение 10-20 об/мин, далее - плавный ступенчатый пуск бурового насоса с минимальных ходов и до рабочих значений. Начинать с 5 л/с и увеличивать каждые 10 сек. на 5 л/с.

**6.3** Нефтегазопроявления

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Наименование горизонта, индекс пласта** | **Интервал, м. По вертикали** | | **Интервал, м**  **По стволу** | | **Тип флюида** | **Рпл/Ргр, (атм)** | **Г.ф** | **Содержание сероводорода в %** |
| **от** | **до** | **от** | **до** |  |
| ***(м3/т)*** |
|  |
| P₂uf |  |  |  |  | газ |  |  |  |
| C₁bb |  |  |  |  | нефть |  |  |  |
| C₁t |  |  |  |  | нефть |  |  |  |

**6.4** Прихватоопасные зоны

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование горизонта | Интервал по вертикали (м) | Тип раствора | Наличие ограничений на оставление инс-та без движения или промывки (ДА, НЕТ) |
| Четвертичные отложения | (сальникообразование, прилипание к стенке скважины) | Глинистый БР | ДА.  Оставление инструмента без движения более чем на 5 мин |
| Татарский ярус | (сальникообразование, прилипание к стенке скважины) |  |
| Окский надгоризонт |  | Полимер глинистый; Гипсовый ингибирующий |
| Бобриковский горизонт | (обвалы алевроллитов и слабосцементированных песчаников) | Гипсовый ингибирующий |
| Турнейский горизонт | (обвалы известняков от перепада давления) |

**7.** Параметры промывочной жидкости

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Инт-л, Тип бурового раствора** | **Диаметр скважины, мм** | **Параметры промывочной жидкости по API** | | | | | | | | | | | |
| **Уд.вес г/см3** | **Вязкость, сек** | **Фильтрация, API см3/30мин** | **ДНС, фн/100фт2** | **рН** | **СНС, 10с/10м фн/100фт2** | **Корка, мм/песок, %** | **Пластическая вязкость, мПа\*с** | **Содержание хлоридов, мг/л** | **Содержание смазки, %** | **Показатель МБТ, кг/м3** | **Содержание СаСО3, кг/м3** |
| 0-50м Глинистый БР | 490 |  |  |  | - |  | - |  | - | - | - |  |  |
| 50-200м Глинистый БР | 393,7 |  |  |  | - |  | - |  | - | - | - |  |  |
| 200-850м Соленасыщенный ГР | 295,3 |  |  |  |  |  |  |  |  |  | - |  |  |
| Полимер глинистый | 219,1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Гипсовый ингибирующий | 219,1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Ответственный за рецептуру, приготовление и обработку бурового раствора инженер по буровым растворам ООО «».

Изменение параметров после согласования с Заказчиком.

**7.1 Периодичность замера параметров пробы бурового раствора.**

**При нормальных условия бурения**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметры бурового раствора** | **0-50** | **50-200** | **200-850** | **850-2123** |
| Плотность\* | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час |
| Условная вязкость (API)\* | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час | 1 раз/1 час |
| Пластическая вязкость (API) |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Динамическое напряжение сдвига (API) |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| СНС 10с/10мин (API) |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| MBT, содержание твёрдой фазы, содержание смазки |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Жесткость по Ca2+ |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Содержание хлорид-ионов |  |  | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Водоотдача (API), толщина корки | 1 раз/сут | 3раз/сут | 3раз/сут | 3раз/сут |
| рН, Рм, Рf, Мf | 1 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Содержание песка | 1 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут |
| Температура выходящего раствора | 1 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут | 3 раз/сут |

**При осложнениях**

|  |  |
| --- | --- |
| **Параметры бурового раствора** | **Не зависимо от интервала** |
| Плотность\* | 1 раз/30 мин |
| Условная вязкость (API)\* | 1 раз/30мин |
| Пластическая вязкость (API) | 3 раз/сут |
| Динамическое напряжение сдвига (API) | 3 раз/сут |
| СНС 10с/10мин (API) | 3 раз/сут |
| MBT, содержание твёрдой фазы, содержание смазки | 3 раз/сут |
| Жесткость по Ca2+ | 3 раз/сут |
| Содержание хлорид-ионов | 3 раз/сут |
| Водоотдача (API), толщина корки | 1 раз/30мин |
| рН, Рм, Рf, Мf | 3 раз/сут |
| Содержание песка | 3 раз/сут |
| Температура выходящего раствора | 1 раз/30мин |

**7.2 Требования к системе очистки.**

**1. ЦСГО**

Для бурения данной скважины требуется применение высококачественной 4-х ступенчатой системы очистки.

При использовании полнокомплектных блоков очистки в 2-3 раза сокращается объем отходов бурения, на 20-40% уменьшается расход хим. реагентов. Получаемый шлам имеет пониженную влажность, его можно перевозить в контейнерах и бортовых транспортных средствах, он легко поддается обезвреживанию по известным технологиям при минимуме затрат.

Для хранения раствора в циркуляционной системе необходимо предусмотреть не менее 3-х емкостей со средним полезным объемом 35-40м3, в том числе приемную емкость, которые соединены между собой трубопроводами, по которым раствор перепускается из одной емкости в другую. Каждая из емкостей должна иметь люки для очистки от осадка и секцию растворопровода в виде желоба.

Емкость приготовления должна иметь возможность перекачки в актив.

Для поддержания подвижности бурового раствора использовать механические перемешиватели. Механические перемешиватели пропеллерного типа с электроприводом.

**2. Вибросита**

Пропускная способность сеток должна быть не менее 100% выходящего потока. Если механическая скорость бурения, содержание шлама и/или подача позволяют работать без значительных потерь раствора на поверхности, то перейти на сетки с меньшим размером ячеек. Настроить угол наклона сеток соответственно разбуриваемым породам: самая высокая пропускная способность вибросит при уровне наклона рамы 5º, при разбуривании глин угол наклона рамы должен быть 0-1 градус для предупреждения налипания глин к сетовым панелям.

*Требования к виброситам:*

1) подводящий желоб должен обеспечить равномерное распределение потока между виброситами;

2) Рама вибросит должна быть выставлена горизонтально;

3) подбор ситовых панелей исходя из загрузки площади вибросита - загрузка не менее 75%; при меньшей загруженности устанавливать ситовые панели с меньшим размером ячеек (если нет иных требований и условий);

4) Производить профилактическую очистку поддона вибросит перед бурением нового интервала/скважины.

*Рекомендуемые размеры сеток:*

* Направление 70-100 меш.
* Кондуктор 70-100 меш.
* Пилотный ствол+ Э/к. 100-270 меш.
* Хвостовик 140-270 меш.

Осушающее вибросито 325 меш.

**3. Ситогидроциклонная установка**

*Требования:*

* Обеспечение 150% подачи буровых насосов.
* Плотность пульпы зависит от скорости бурения, вида разбуриваемой породы, типа бурового раствора, количества твердой фазы и выбуренной породы. Хорошим показателем является большая на 0,3-0,35 г/см3 плотность пульпы по сравнению с плотностью циркулирующего раствора.
* диаметр конуса определяет производительность обработки и границу отделения фракций - точка отсечки.
* сброс пульпы из насадок конусов циклонов (песко-иилоотделителя) должен осуществляться на ступенчатую панель (отбойник) осушающего вибросита для равномерного распределения потока по ширине вибросита и во избежание преждевременного износа сеток. Прямой сброс пульпы с насадок конусов на сетки, минуя отбойник, категорически запрещается.
* питающий насос должен создавать давление на входе в пескоотделитель не менее 2-2,5 кг/см2, илоотделитель не менее 2,5-3 кг/см2. В случае низкого давления одной из причин может является высокие потери давления в нагнетательной линии (необходимо минимизировать протяженность приемной и нагнетательной линии, количество колен, переходников, запорной арматуры и т.д).

**3. Центрифуга**

*Требования:*

* питающий насос для центрифуги должен иметь возможность подачи раствора из актива. Линии сброса раствора также подводятся в актив;
* производительность центрифуги должна быть не менее 40 м3/ч по воде;
* для беспрепятственного слива очищенного раствора уровень основания центрифуги должен быть минимум на 0,5 метра выше уровня емкости.

*Обязателен аудит системы очистки с составлением АКТа перед началом ведения работ.*

**7.3 Характеристики буровых насосов.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Буровые насосы** | **Ед. измерения** | **Параметры** |
| Количество буровых насосов | *шт* | 2 |
| Производитель |  | Китай |
| Модель |  | F-1300 |
| Год выпуска |  | 2018 |
| Тип |  | F-1300 |
| Тип силового привода |  | Дизельный G12V190PZL-1 |
| Мощность насоса | *кВт* | 1275 |
| Возможность регулирования скорости |  | Да |
| Максимальное рабочее давление | *МПа* | 35 |
| Максимальная производительность одного насоса | *л/с* | 50 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр втулки цилиндры | | | ∅130 | ∅140 | ∅150 | ∅160 | ∅170 | ∅180 |
| Скорость подачи(об/м) | Мощность | | Расчётный расход л/сек | | | | | |
| F-1300 | |
| кВт | л.с. |
| 130 | 1036 | 1408 | 26.31 | 30.52 | 35.04 | 39.86 | 45.00 | 50.45 |
| 120 | 956 | 1300 | 24.29 | 28.17 | 32.34 | 36.79 | 41.54 | 46.57 |
| 110 | 876 | 1192 | 22.27 | 25.82 | 29.65 | 33.72 | 38.08 | 42.69 |
| 100 | 797 | 1083 | 20.24 | 23.48 | 26.95 | 30.66 | 34.62 | 38.81 |
| 90 | 717 | 975 | 18.22 | 21.13 | 24.26 | 27.59 | 31.16 | 34.93 |
| Номинальное давление | МПа | | 34.3 | 30.5 | 26.6 | 23.4 | 20.7 | 18.5 |
| кг/см2 | | 350 | 310 | 270 | 238 | 211 | 188 |

**8.** Программа геофизических исследований

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **МЕТОДЫ** | **Забой (м)** | **масштаб** | **Интервал (м)** |
| **КОНДУКТОР** | | | |
| **В открытом стволе** | | | |
| **Кавернометрия,ГК,НГК** |  | **1:500** |  |
| **Инклинометрия** |  | **т/з через 10м** |  |
| **В обсаженном стволе** | | | |
| **АКЦ,СГДТ,ГК** |  | **1:500** |  |
| **Промежуточная колонна** | | | |
| **В открытом стволе** | | | |
| **Кавернометрия** |  | **1:500** |  |
| **РК (ГК+НГК)** |  | **1:500** |  |
| **Инклинометрия** |  | **т/з через 10м** |  |
| **В обсаженном стволе** | | | |
| **АКЦ,СГДТ,ГК,ЛМ** |  | **1:500** |  |
| **Эксплуатационная колонна** | | | |
| **В открытом стволе** | | | |
| **Привязочный каротаж** | | | |
| **кавернометрия, ГК, НГК** |  | **1:500** |  |
| **Инклинометрия** |  | **т/з через 10м** |  |
| **Детальный каротаж** | | | |
| **Инклинометрия** |  | **т/з через 10м** |  |
| **ПС, КС – 3 зонда, профилеметрия, кавернометрия**  **АК, БКЗ, БК, ИК, микрокаротаж (МБК, МКЗ, микрокавернометрия), 5БК,5ИК (ВИКИЗ)** |  | **1:500** |  |
|  | **1:200** |  |
| **Телеметрия в открытом стволе** | | | |
| **Инклинометрия** |  | **т/з через 20м** |  |
| **ГК (перезапись 50м)** |  | **1:200** |  |
| **В обсаженном стволе** | | | |
| **АКЦ,СГДТ,ГК,ЛМ,инклинометрия** |  | **1:500** |  |
| **ГТИ в интервале 0-по согласованию с Заказчиком;**  **Интервалы и методы ГИС корректируются геологической службой Заказчика.** | | | |

**9.** Режимно-технологическая карта



10. Бурение секции под направление 426 мм (0 – 50,0 м)

**10.1** Цели и задачи бурения интервала

- проводка траектории ствола скважины в соответствии с утвержденным профилем;

- обеспечение максимальной скорости проходки;

- обеспечение безаварийной проводки скважины.

**10.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  | | --- | --- | |  | 5 | |  | 4 | |  | 3 | |  | 2 | |  | 1 | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг | | 5 | УБТ 165 | 0,7 | 165,1 | 165,1 |  | Н-133 | М-133 | 92,3 | | 4 | Переводник | 0,4 | 203,0 | 90,0 | 203,0 | Н-163 | М-133 | 80,0 | | 3 | УБТ 203 3-163 | 48,0 | 203,2 | 71,5 | 203,2 | Н-163 | М-163 | 9921,6 | | 2 | Переводник | 0,4 | 203,0 | 90,0 | 203,0 | Н-171 | М-163 | 80,0 | | 1 | Долото 490 мм | 0,5 | 490,0 |  | 490,0 |  | М-171 | 454,0 | |
| Инженерные пояснения   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Интервал по стволу, м | Вес  при подъёме,  тс | Вес  при спуске,  тс | Вес  при вращ. над забоем,  тс | Момент при бурении,  кН·м (Мд=1,77) | Момент при вращ. над забоем,  кН·м | Коэф. запаса по моменту от предела текучести | Коэф. запаса на растяжение от предела текучести | Нагрузка на долото для синус. изгиба при рот. / турб. бурении,тс | Давление при бурении,  атм | Исходные параметры | | | | | Площадь насадок долота, см2 | Расход насосов, л/с | Параметры раствора | Коэф. трения, кол. / ств. | | 0-0 |  |  |  |  |  |  |  |  |  | 0 | 45-55 |  |  | | 0-5 | 0,16 | 0,11 | 0,14 | 1,90 | 0,10 | 5,72 | 10,00 | 25,00 / 25,00 | 36,75 | Плотн= 1,12 г/см3 | 0,3 / 0,4 | | 5-10 | 1,19 | 1,1 | 1,14 | 1,90 | 0,10 | 5,78 | 10,00 | 26,00 / 26,00 | 38,30 | | 10-15 | 2,22 | 2,08 | 2,15 | 2,00 | 0,20 | 5,77 | 10,00 | 25,80 / 25,80 | 39,85 | | 15-20 | 3,25 | 3,06 | 3,15 | 2,00 | 0,20 | 5,82 | 10,00 | 26,60 / 26,60 | 41,40 | | 20-25 | 4,27 | 4,04 | 4,16 | 2,10 | 0,30 | 5,78 | 10,00 | 26,00 / 26,00 | 42,94 | | 25-30 | 5,3 | 5,03 | 5,16 | 2,10 | 0,30 | 5,83 | 10,00 | 26,80 / 26,80 | 44,49 | | 30-35 | 6,33 | 6,01 | 6,17 | 2,20 | 0,40 | 5,78 | 10,00 | 26,00 / 26,00 | 46,04 | | 35-40 | 7,36 | 6,99 | 7,18 | 2,20 | 0,40 | 5,84 | 10,00 | 27,00 / 27,00 | 47,59 | | 40-45 | 8,39 | 7,97 | 8,18 | 2,30 | 0,50 | 5,78 | 10,00 | 26,20 / 26,00 | 49,14 | | 45-50 | 9,16 | 8,7 | 9,93 | 2,30 | 0,50 | 5,77 | 10,00 | 26,00 / 26,00 |  | Плотн.= 1,12 г/см3 |  |  | | --- | |  | |

Максимальная нагрузка на устье будет при подъёме с глубины 50 м и составит 9,16 тс.

С учётом 3 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины 50 м и составит 12,16 тн.

Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины 0 м и составит 10,00 (норматив 1.4). Элемент колонны: на устье.

Минимальный коэффициент запаса прочности при роторном бурении будет на глубине 0 м и составит 10,00 (норматив 1.5). Элемент колонны: на устье.

Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов

Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы

***Примечание:***

1. Данная КНБК является типовой и может быть изменена требованием Заказчика, а также главным специалистом ООО «НБК» с обязательным согласованием с представителем Заказчика на основании фактической необходимости решения технологических задач, фактического наличия оборудования на буровой и требований к профилю скважины. Все длины, диаметры, серийные номера, резьбы и т.п. должны быть проверены на месте.
2. При проработке необходимо соблюдать следующие параметры:

-скорость проработки должна быть выше скорости бурения не менее чем в 2 раза;

-при движении вниз скорость вращения КНБК должна быть не более 50 - 60 об/мин

-при движении вверх скорость вращения КНБК должна быть не более 40 об/мин, не допускаются затяжки более 5 т;

-не допускать увеличения и скачков крутящего момента.

## **10.3** Крепление 426мм направления

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Крепление*** | | | | | | | | |
| Обсадные трубы | |  |  |  | 426 х 11 "Д" треуг. НОРМКБ | | |  |
| Коэффициент кавернозности | | | | | 1,3 |  |  |  |
| Башмак | | | | | БК-426 - 1 шт | | | |
| Высота цементного стакана | | | | | 10 м |  |  |  |
| Тампонажный раствор | 0-50м | | | | ПЦТ-I-50; γ=1,84 г/см2 | | | |
| Масса сухого цемента | | | | | Согласно плана работ на спуск и цементирование ОК | | | |
| Хим.добавки | | | | | Согласно плана работ на спуск и цементирование ОК | | | |
| Продавочная жидкость | | | | | Буровой раствор удельным весом 1,12 г/см³ | | | |
| Тампонажная техника | | | | | Согласно плана работ на спуск и цементирование ОК | | | |

**10.4** Ход работ под 426мм направления

Собрать КНБК №1. Пробурить до глубины 50м. После шаблонировки ствола спустить в скважину направление диаметром Ø426 мм длиной 50м. Затворить и закачать в трубное пространство цементный раствор плотностью 1,84г/см3. Произвести продавку буровым раствором 1,12г/см3. Выдержать ОЗЦ. Время ОЗЦ определяется по затвердеванию проб, но не менее сроков схватывания согласно лабораторного анализа. Направление гидравлическому испытанию не подвергается.

## **10.5** Ожидаемая потребность в буровом растворе

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Тип интервала** | | **от** | **до** | | **L, м** | **D, мм** | **Каверн.** | **V, м3** |
| 1 | Открытый ствол | | - | 50 | | 50 | 490,0 | 1,30 | 13 |
| 2 | Объем скважины по окончании бурения | | | | | | | | 13 |
| 3 | Минимальный объем на поверхности | | | | | | | | 50 |
| 4 | **Объем раствора в циркуляции по окончании бурения интервала** | | | | | | | | **63** |
| 5 | Расчет потерь бурового раствора: | | | | | | | |  |
|  | 5.1 | Фильтрация в проницаемые пласты (инфильтрация) | | | | | | | 2 |
|  | 5.2 | Потери на системе очистки | | Коэф.потерь, м3/м3 | | | | 1,00 | 13 |
|  | 5.3 | На разбавление | | Коэф.разбавл., м3/м3 | | | | - | - |
|  | 5.4 | Технологические потери (керн, ИПТ, сифон, разлив и т.п.) | | | | | | |  |
|  | 5.5 | **Общие потери бурового раствора** | | | | | | | **15** |
| 6 | Необходимый объем бурового раствора на бурение интервала | | | | | | | | 78 |
| 7 | Получено раствора с предыдущего интервала/скважины | | | | | | | | - |
| 8 | **Объем свежего бурового раствора** | | | | | | | | **78** |
| 10 | Объем раствора на утилизацию/сброс в амбар/перевод или хранение | | | | | | | | 20 |
| 11 | Объем выбуренной породы | | | | Коэф.разуплотнения | | | 1,20 | 16 |
| 12 | **Всего отходов бурения (ОБР+БШ)** | | | | | | | | **36** |

## **10.6** Ожидаемая потребность в материалах.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование реагента** | **кг/м3** | **Общее,кг** | **Назначение реагента в растворе** |
| Каустическая сода | **0,6** | 50,0 | Контроль рН |
| Кальцинированная сода | **0,5** | 50,0 | Контроль жесткости |
| Глинопорошок ПБМБ | **50** | 4 000,0 | Структурообразователь |
| ХимПАК марки В | **0,5** | 50,0 | Загуститель, фильтрация |

## **10.7** Инженерные рекомендации

Основным осложнением данного интервала прогнозируется поглощение в интервале 0-50м, с возможной потерей циркуляции. В связи с этим рекомендуется иметь запас технической воды 200-300м3 на случай бурения без выхода циркуляции.

Действия в случае поглощений:

1. При бурении на буровом растворе снизить подачу насосов до минимальных значений.
2. В случае отсутствия снижения интенсивности, рекомендуется произвести перевод скважины на техническую воду и произвести дальнейшее бурение до проектной глубины.
3. Перед подъёмом КНБК для спуска обсадной колонны произвести прокачивание пачки ВУС объёмом не менее 5м3 с параметрами УВ не менее 120с/кварта.
4. После необходимо заполнить скважину буровым раствором с программными параметрами и произвести спуск ОК-426мм.

**ВАЖНО:**

Все дополнительные работы, не запланированные программой на бурение, необходимо согласовать с Заказчиком, составить и подписать трёхсторонний акт.

# 11 Бурение секции под кондуктор 324 мм (50 – м)

## **11.1** Цели и задачи бурения интервала

- проводка траектории ствола скважины в соответствии с утвержденным профилем;

- обеспечение максимальной скорости проходки;

- обеспечение безаварийной проводки скважины.

## **11.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  | | --- | --- | |  | 6 | |  | 5 | |  | 4 | |  | 3 | |  | 2 | |  | 1 | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг | | 6 | БТ 127х9,19 NC 50 | 30,3 | 127,0 | 112,3 | 166,4 | Н-133 | М-133 | 1069,8 | | 5 | УБТС 165 | 120,0 | 165,0 | 71,0 | 168,3 | Н-133 | М-133 | 17079,6 | |  | Переводник | 0,4 | 203,0 | 90,0 | 203,0 | Н-133 | М-163 | 80,0 | | 4 | УБТ 203 3-163 | 39,0 | 203,2 | 71,5 | 203,2 | Н-163 | М-163 | 8061,3 | | 3 | Калибратор КЛС 390-393,7 | 1,5 | 390,0 | 390,0 |  | Н-163 | М-163 | 40,0 | | 2 | УБТ 203 3-163 | 9,0 | 203,2 | 71,5 | 203,2 | Н-163 | М-163 | 1860,3 | |  | Переводник | 0,4 | 203 | 90 | 203 | М-177 | М-163 | 80,0 | | 1 | Долото 393,7 мм | 0,4 | 393,7 |  | 393,7 |  | Н-177 | 188,0 | |
| Инженерные пояснения   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Интервал по стволу, м | Вес  при подъёме,  тс | Вес  при спуске,  тс | Вес  при вращ. над забоем,  тс | Момент при бурении,  кН·м (Мд=12,76) | Момент при вращ. над забоем,  кН·м | Коэф. запаса по моменту от предела текучести | Коэф. запаса на растяжение от предела текучести | Нагрузка на долото для синус. изгиба при рот. / турб. бурении,тс | Давление при бурении,  атм | Исходные параметры | | | | | Площадь насадок долота, см2 | Расход насосов, л/с | Параметры раствора | Коэф. трения, кол. / ств. | | 50-200 | 25,84 | 24,11 | 24,97 | 14,80 | 2,00 | 2,83 | 7,08 | 24,60 / 24,40 |  | 8,87 | 55-60 | Плотн.=1,12 г/см3  ПВ=10 сПз  ДНС=10 Па  20,9 фунт/100фт2 | 0,3 / 0,4 |  |  | | --- | |  | |

***Примечание:***

1. Расчеты выполнены на забой 200 м ствола скважины для бурильных труб ТБПК-127х9,19 S-135 З-133 (NC 50) класc износа 1 – 23-28 кН\*м. Коэффициенты трения, используемые в расчётах 0.3 (сталь / сталь) и 0.4 (сталь / порода).

2. Данная КНБК является типовой и может быть изменена требованием Заказчика, а также главным специалистом ООО «НБК» с обязательным согласованием с представителем Заказчика на основании фактической необходимости решения технологических задач, фактического наличия оборудования на буровой и требований к профилю скважины. Все длины, диаметры, серийные номера, резьбы и т.п. должны быть проверены на месте.

3. При проработке необходимо соблюдать следующие параметры:

-скорость проработки должна быть выше скорости бурения не менее чем в 2 раза;

-при движении вниз скорость вращения КНБК должна быть не более 50 - 60 об/мин;

-при движении вверх скорость вращения КНБК должна быть не более 40 об/мин, не допускаются затяжки более 5 т;

-не допускать увеличения и скачков крутящего момента.

Расчетные данные могут отличаться от фактических. Для более подробного анализа необходимо производить калибровку коэффициентов трения по фактическим данным, полученным в процессе бурения скважины.

При наличии признаков зашламованности ствола (значительное увеличение фактического давления над расчетным, скачки давления при расхаживании, затяжки) провести дополнительные мероприятия по очистке ствола по согласованию с супервайзером Заказчика и главным специалистом ООО «НБК».

Режимы операций

|  |  |
| --- | --- |
| **Режим разбуривания оснастки** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30-35 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| **Режим разбуривания цементного стакана** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30-35 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| *Во время разбуривания цементного стакана производить расхаживание через 5-8м. Перед наращиванием производить промывку не менее 20мин с расхаживанием на всю длину 9-10. Режимы разбуривания оснастки могут быть изменены по рекомендации долотного сервиса.* | |
| **Режим бурения секции** | |
| Нагрузка на долото, т | В.И.-16 |
| Расход раствора, л/сек | 45-50 (при промывках 55л/сек) |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 60-80 |
| *При наращивании производить промывку в течении 10-15минут с вращением БИ, с расхаживанием на всю длину 9-10м.* | |

## **11.3** Состав КНБК для шаблонировки/ проработки интервала

Шаблонировку и проработку ствола скважины производить КНБК последнего долбления.

Технологические режимы при операции

|  |  |
| --- | --- |
| **Режим проработки ствола скважины секции** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | до 50-55 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 60-80 |

*Примечание: Проработку производить со скоростью в 2-3 раза превышающую скорость при бурении в данном интервале.*

## **11.4** Гидравлический расчет

| Интервал, м | Потери давлений, атм | | | Объёмы, м3 | | | | Время циркуляции, минуты | | | Параметры |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| суммар- ные | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | суммар-ный | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | объём без инструм. | суммар-ное | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | давл. на забое, атм |
| 50 - 50 | 65,2 | 20,7 | 0,1 | 5 | 0,2 | 4,8 | 6,5 | 1 | 0 | 1 | 5,7 |
| 50 - 100 | 91,4 | 46,8 | 0,2 | 11,7 | 0,4 | 11,3 | 14,1 | 3 | 0 | 3 | 11,4 |
| 100 - 150 | 117,6 | 72,9 | 0,3 | 18,5 | 0,6 | 17,9 | 21,7 | 5 | 0 | 5 | 17,1 |
| 150 - 200 | 129,8 | 85 | 0,4 | 25,7 | 1 | 24,7 | 29,3 | 7 | 0 | 6 | 22,8 |

## **11.5** Расчет спуска ОК 324 мм

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг |
| 1 | Обсадная труба 324 | 200,0 | 323,9 | 304,9 |  |  |  | 15220,0 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметры расчёта** | | | | | |
| **Плотность бурового раствора, г/см3** | **Скорость СПО, м/мин** | **Коэффициент трения в обсадной колонне** | **Коэффициент трения в открытом**  **стволе** | **Уточняющий коэффициент**  **для нагрузки**  **(спуск)** | **Уточняющий коэффициент**  **для нагрузки (подъём)** |
| **1,12** | **18** | **0,15** | **0,3** | **1,15** | **1,15** |

| **Расчётная нагрузка на устье при СПО** | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Глубина по стволу, м** | **Критич. (синус. изгиб), тс** | **Спуск с учётом прижим. силы, тс** | **Спуск, тс** | **Подъём, тс** | **Подъём с учётом прижим. силы, тс** |
| **25** |  | **1,79** | **1,79** | **1,87** | **1,87** |
| **50** |  | **3,58** | **3,58** | **3,75** | **3,75** |
| **75** |  | **5,32** | **5,32** | **5,67** | **5,67** |
| **100** |  | **7,07** | **7,07** | **7,59** | **7,59** |
| **125** |  | **8,81** | **8,81** | **9,50** | **9,50** |
| **150** |  | **10,56** | **10,56** | **11,42** | **11,42** |
| **175** |  | **12,31** | **12,31** | **13,34** | **13,34** |
| **200** |  | **14,05** | **14,05** | **15,26** | **15,26** |

## **11.6** Расчет крепления ОК 324 мм

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***Крепление*** | | |
| Обсадные трубы | | 324 х9,5"Д" ОТТМ |
| Коэффициент кавернозности | | 1,3 |
| Башмак | | БК- 324 - 1 шт |
| Высота цементного стакана | | 10м |
| Тампонажный раствор | 0-200м | ПЦТ I-50; γ=1,85 г/см3 |
| Масса сухого цемента | | Согласно плана работ |
| Хим.добавки | | Согласно плана работ |
| Продавочная жидкость | | Буровой раствор удельным весом 1,12 г/см3 |
| Тампонажная техника | | Согласно плана работ |

## **11.7** Ход работ под 324мм кондуктор

Собрать КНБК №2. Произвести углубление скважины до глубины 200м. Промыть скважину в течение 2-х циклов. Поднять КНБК с постоянным доливом скважины. Провести комплекс ГИС. Собрать и спустить КНБК на шаблонировку. Прошаблонировать ствол скважины до свободного хождения КНБК. При наличии посадок и затяжек произвести проработку данного интервала. Поднять КНБК с доливом скважины. Проверить оборудование, наличие необходимых материалов и хим. реагентов перед спуском обсадной колонны - составить акт. Спустить в скважину кондуктор диаметром Ø324 мм длиной 200м по отдельному плану работ. Выдержать ОЗЦ. Время ОЗЦопределяется по затвердеванию проб, но не менее сроков схватывания согласно лабораторного анализа. Смонтировать ПВО согласно утвержденной схемы. Опрессовать ПВО совместно с кондуктором Ø 324 мм на 75атм на буровом растворе плотностью 1,12 г/см³, с представителем военизированного отряда, получить разрешение на дальнейшее углубление скважины.

## **11.8** Ожидаемая потребность в буровом растворе.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Тип интервала** | | **от** | **до** | | **L, м** | **D, мм** | **Каверн.** | **V, м3** |
| 1 | Направление | | - | 50 | | 50 | 404,0 | 1,00 | 7 |
| 2 | Открытый ствол | | 50 | 200 | | 150 | 393,7 | 1,30 | 25 |
| 3 | Объем скважины по окончании бурения | | | | | | | | 32 |
| 4 | Минимальный объем на поверхности | | | | | | | | 60 |
| 5 | **Объем раствора в циркуляции по окончании бурения интервала** | | | | | | | | **92** |
| 6 | Расчет потерь бурового раствора: | | | | | | | |  |
|  | 6.1. | Фильтрация в проницаемые пласты (инфильтрация) | | | | | | | 5 |
|  | 6.2. | Потери на системе очистки | | | Коэф.потерь, м3/м3 | | | 1,00 | 25 |
|  | 6.3. | На разбавление | | | Коэф.разбавл., м3/м3 | | | - | - |
|  | 6.4. | Технологические потери (керн, ИПТ, сифон, разлив и т.п.) | | | | | | | 5 |
|  | 6.5. | **Общие потери бурового раствора** | | | | | | | **35** |
| 7 | Необходимый объем бурового раствора на бурение интервала | | | | | | | | 127 |
| 8 | Получено раствора с предыдущего интервала/скважины | | | | | | | | 56 |
| 9 | **Объем свежего бурового раствора** | | | | | | | | **71** |
| 10 | Объем раствора на утилизацию/сброс в амбар/перевод или хранение | | | | | | | | 30 |
| 11 | Объем выбуренной породы | | | | | Коэф.разуплотнения | | 1,20 | 30 |
| 12 | **Всего отходов бурения (ОБР+БШ)** | | | | | | | | **60** |

## **11.9** Ожидаемая потребность в материалах.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование реагента** | **кг/м3** | **Общее, кг** | **Назначение реагента в растворе** |
| Каустическая сода | **1** | 75,0 | Контроль рН |
| Кальцинированная сода | **0,2** | 25,0 | Контроль жесткости |
| Глинопорошок ПБМБ | **35** | 3 000,0 | Структурообразователь |
| ХимПАК марки В | **1** | 75,0 | Загуститель, фильтрация |
| PolyMud H | **1** | 75,0 | Селективный флокулянт, капсулятор |
| Ингидол ДТ | **3** | 400,0 | Противосальниковый реагент |
| Лубрикон | **3** | 400,0 | Универсальная смазывающая добавка |
| НТФК | **0,5** | 50,0 | Разжижитель |
| Гаспен-Силикон | **0,5** | 50,0 | Пеногаситель |

## **11.10** Инженерные рекомендации

Основным осложнением данного интервала прогнозируется поглощение в интервале 50-110м, с возможной потерей циркуляции. В связи с этим рекомендуется иметь запас технической воды 500-700м3 на случай бурения без выхода циркуляции.

Действия в случае поглощений до 10м3/ч:

1. При бурении на буровом растворе снизить подачу насосов до минимальных значений.
2. Приготовить ВУС на основе глинопорошка 70-100кг/м3 с наполнителями 50-70кгм3 мелкой/средней фракции для прогкачки через КНБК с ВЗД. Объём прокачки вус 10-12м3
3. При прокачивании ВУС, при выходе из долота подача бурового насоса должна быть минимальной - Обеспечить максимальную длительность контакта пачки с зоной поглощения. При выходе на поверхность пустить пачку в обход вибросит - оставить наполнители в активном объёме циркулирующего раствора. Работы согласовываются с Заказчиком и подписываются трёхсторонним актом.
4. Фиксировать эффективность пачки ВУС с записью в суточном рапорте. При снижении интенсивности повторить прокачивание. В случае отсутствия эффекта, увеличить размер фракции - работать только среденей фракцией. Увеличить объём прокачиваемой пачки до 16-20м3
5. При сохранении интенсивности поглощения, по согласованию с заказчиком перейти на промывку малоглинистым полимерным буровым раствором: Глинопрошок марки Б 20-30к/м3 + Poly Mud H 0,5-1,0кг/м3.

Действия в случае поглощений до 10-30м3/ч:

1. По согласованию с Заказчиком перейти на бурение водополимерным раствором на основе Poly Mud H 0,5-1,5кг/м3
2. Приготовить ВУС на основе глинопорошка 70-100кг/м3 с наполнителями 50-70кг/м3 мелкой/средней фракции для прокачки через КНБК с ВЗД. Объём прокачки 6-10м3
3. Прокачивать ВУС каждые 25-30м - как для очистки ствола, так и для кольматации зоны поглощения.

Действия в случае поглощения более 30м3/ч.

1. По согласованию с Заказчиком перейти на бурение технической водой.
2. Приготовить ВУС на основе глинопорошка 50-60 кг/м3. Объём прокачки ВУС 6-10м3
3. Прокачать ВУС каждые 25-30м - как для очистки ствола скважины.

Перед спуском колонны ОК-324мм:

1. При бурении на буровом растворе на последней проработке/шаблонировке обработать весь объём смазывающей добавкой 0,5%.
2. При бурении с поглощением перед подъёмом КНБК, закачать в скважину буровой раствор согласно Программе промывки.

ВАЖНО:

Все дополнительные работы согласовывать с Заказчиком, подписывать трёхсторонний Акт.

# 12. Бурение секции под техническую колонну 245 мм ( м)

## **12.1** Цели и задачи бурения интервала

- проводка траектории ствола скважины в соответствии с утвержденным профилем;

- обеспечение максимальной скорости проходки;

- обеспечение безаварийной проводки скважины.

## **12.2** КНБК для бурения интервала, ожидаемые значения параметров при бурении

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  | | --- | --- | |  | 7 | |  | 6 | |  | 5 | |  | 4 | |  | 3 | |  | 2 | |  | 1 | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг | | 7 | СБТ 127х9,19 NC 50 | 670,38 | 127,0 | 112,3 | 166,4 | Н-133 | М-133 | 21447,0 | | 6 | УБТ-165 NC-50 | 120,0 | 165,0 | 50,6 |  | Н-133 | М-133 | 17079,6 | |  | Переводник | 0,4 | 203,0 | 90,0 | 203,0 | Н-163 | М-133 | 80,0 | | 5 | УБТС 203 | 39,0 | 203,0 | 80,0 |  | Н-163 | М-133 | 8061,3 | | 4 | Калибратор КС 290-293,7 | 0,9 | 290,0 | 80,0 | 293,5 | Н-163 | М-163 | 315,0 | | 3 | УБТС 203 | 9,0 | 203,0 | 80,0 |  | Н-163 | М-163 | 1860,3 | |  | Переводник | 0,4 | 203,0 | 90,0 | 203,0 | Н-171 | М-163 | 80,0 | | 2 | ДГР-240 М | 10,7 | 240,0 |  |  | М-152 | М-171 | 2500,0 | | 1 | 295,3 | 0,4 | 295,3 |  |  |  | Н-152 | 150,0 | |
| Инженерные пояснения   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Интервал по стволу, м | Вес  при подъёме,  тс | Вес  при спуске,  тс | Вес  при вращ. над забоем,  тс | Момент при бурении,  кН·м (Мд=3,56) | Момент при вращ. над забоем,  кН·м | Коэф. запаса по моменту от предела текучести | Коэф. запаса на растяжение от предела текучести | Нагрузка на долото для синус. изгиба при рот. / турб. бурении,тс | Давление при бурении,  атм | Исходные параметры | | | | | Площадь насадок долота, см2 | Расход насосов, л/с | Параметры раствора | Коэф. трения, кол. / ств. | | 200-300 | 24,92 | 22,62 | 23,77 | 6,10 | 2,60 | 5,44 | 5,97 | 27,00 / 25,80 | 175,46 | 7,92 | 55-60 | 1,26 г/см3  ПВ=15 сПз  ДНС=10,54 Па  22,01 фунт/100фт2 | 0,3 / 0,4 | | 300-400 | 28,66 | 25,44 | 27,05 | 6,70 | 3,10 | 4,95 | 5,38 | 28,40 / 27,40 | 181,85 | | 400-500 | 32,4 | 28,26 | 30,33 | 7,20 | 3,70 | 4,90 | 4,90 | 29,20 / 28,40 | 188,26 | | 500-600 | 36,14 | 31,08 | 33,61 | 7,80 | 4,20 | 4,81 | 4,50 | 30,00 / 29,00 | 194,68 | | 600-700 | 39,88 | 33,9 | 36,89 | 8,30 | 4,80 | 4,70 | 4,15 | 30,40 / 29,40 | 201,09 | | 700-800 | 43,62 | 36,72 | 40,17 | 8,90 | 5,30 | 4,51 | 3,86 | 30,60 / 29,80 | 207,51 | | 800-850 | 45,49 | 38,13 | 41,81 | 9,10 | 5,60 | 4,39 | 3,73 | 30,80 / 30,00 |  | Плотн.=1,26 г/см3  ПВ=15 сПз  ДНС=10,54 Па  22 фунт/100фт2 |  |  | | --- | |  | |

**Максимальная нагрузка на устье будет при подъёме с глубины 850 м и составит 45,49 тс.**

**С учётом 3 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины м и составит 48,49 тн.**

**Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины м и составит 3,73 (норматив 1.4). Элемент колонны: СБТ 127х9,19 S-135; на устье.**

**Минимальный коэффициент запаса прочности при роторном бурении будет на глубине м и составит 4,39 (норматив 1.5). Элемент колонны: СБТ 127х9,19 S-135; на устье.**

**Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов**

**Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок**

**Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности**

**Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы**

***Примечание:***

1. Расчеты выполнены на забой 850 м ствола скважины для бурильных труб ТБПК-127х9,19 S-135 З-133 (NC 50) класc износа 1 – 23-28 кН\*м. Коэффициенты трения, используемые в расчётах 0.3 (сталь / сталь) и 0.4 (сталь / порода).

2. Данная КНБК является типовой и может быть изменена требованием Заказчика, а также главным специалистом ООО «» с обязательным согласованием с представителем Заказчика на основании фактической необходимости решения технологических задач, фактического наличия оборудования на буровой и требований к профилю скважины. Все длины, диаметры, серийные номера, резьбы и т.п. должны быть проверены на месте.

3. При проработке необходимо соблюдать следующие параметры:

-скорость проработки должна быть выше скорости бурения не менее чем в 2 раза;

-при движении вниз скорость вращения КНБК должна быть не более 40 - 60 об/мин;

-при движении вверх скорость вращения КНБК должна быть не более 40 об/мин, не допускаются затяжки более 5 т;

-не допускать увеличения и скачков крутящего момента.

Расчетные данные могут отличаться от фактических. Для более подробного анализа необходимо производить калибровку коэффициентов трения по фактическим данным, полученным в процессе бурения скважины.

При наличии признаков зашламованности ствола (значительное увеличение фактического давления над расчетным, скачки давления при расхаживании, затяжки) провести дополнительные мероприятия по очистке ствола по согласованию с супервайзером Заказчика и главным специалистом ООО «».

Режимы операций

|  |  |
| --- | --- |
| **Режим разбуривания оснастки** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30-35 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| **Режим разбуривания цементного стакана** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30-35 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| *Во время разбуривания цементного стакана производить расхаживание через 5-8м. Перед наращиванием производить промывку не менее 20мин с расхаживанием на всю длину 9-10м. Режимы разбуривания оснастки могут быть изменены по рекомендации долотного сервиса.* | |
| **Режим бурения секции** | |
| Нагрузка на долото, т | 14-20 |
| Расход раствора, л/сек | 55-60 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 40-60 |
| *При наращивании производить промывку в течении 10-15минут с вращением БИ, с расхаживанием на длину 9-10м.* | |

## **12.3** Состав КНБК для шаблонировки / проработки интервала

Шаблонировку и проработку ствола скважины производить КНБК последнего долбления.

Технологические режимы при операции

|  |  |
| --- | --- |
| **Режим проработки ствола скважины секции** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | до 60 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 40-60 |

*Примечание: Проработку производить со скоростью в 2-3 раза превышающую скорость при бурении в данном интервале.*

## **12.4** Гидравлический расчет

| Интервал, м | Потери давлений, атм | | | Объёмы, м3 | | | | Время циркуляции, минуты | | | Параметры |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| суммар- ные | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | суммар-ный | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | объём без инструм. | суммар-ное | внутри БК/КНБК | кольц. простр. | давл. на забое, атм |
| 200 - 200 | 169,2 | 55,3 | 1,1 | 11 | 1,3 | 9,7 | 14,6 | 3 | 0 | 3 | 26,3 |
| 200 - 300 | 175,5 | 61,5 | 1,2 | 19,3 | 2,3 | 17 | 23,2 | 5 | 1 | 4 | 39 |
| 300 - 400 | 181,8 | 67,6 | 1,4 | 27,5 | 3,3 | 24,2 | 31,7 | 7 | 1 | 6 | 51,8 |
| 400 - 500 | 188,3 | 73,8 | 1,7 | 35,8 | 4,3 | 31,5 | 40,3 | 9 | 1 | 8 | 64,7 |
| 500 - 600 | 194,7 | 79,9 | 1,9 | 44,1 | 5,3 | 38,8 | 48,8 | 11 | 1 | 10 | 77,5 |
| 600 - 700 | 201,1 | 86,1 | 2,2 | 52,4 | 6,3 | 46,1 | 57,4 | 14 | 2 | 12 | 90,4 |
| 700 - 800 | 207,5 | 92,2 | 2,5 | 60,7 | 7,3 | 53,4 | 66 | 16 | 2 | 14 | 103,3 |
| 800 - 850 | 210,7 | 95,3 | 2,6 | 64,8 | 7,8 | 57,1 | 70,2 | 17 | 2 | 15 | 109,7 |

## **12.5** Расчет спуска ОК 245 мм

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг |
| 1 | Обсадная труба 245мм | 850,0 | 244,5 | 226,6 |  |  |  | 45560,0 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметры расчёта** | | | | | |
| Плотность бурового раствора, г/см3 | Скорость СПО, м/мин | Коэффициент трения в обсадной колонне | Коэффициент трения в открытом  стволе | Уточняющий коэффициент  для нагрузки  (спуск) | Уточняющий коэффициент  для нагрузки (подъём) |
| 1,26 | 18 | 0,4 | 0,5 | 1,15 | 1,15 |

| Расчётная нагрузка на устье при СПО | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина по стволу, м | Критич. (синус. изгиб), тс | Спуск с учётом прижим. силы, тс | Спуск, тс | Подъём, тс | Подъём с учётом прижим. силы, тс |
| 50 |  | 2,36 | 2,36 | 2,82 | 2,82 |
| 150 |  | 7,07 | 7,07 | 8,45 | 8,45 |
| 250 |  | 11,73 | 11,73 | 14,14 | 14,14 |
| 350 |  | 16,33 | 16,33 | 19,89 | 19,89 |
| 450 |  | 20,93 | 20,93 | 25,64 | 25,64 |
| 550 | 2,53 | 25,53 | 25,53 | 31,39 | 31,39 |
| 650 | 7,13 | 30,13 | 30,13 | 37,14 | 37,14 |
| 750 | 11,73 | 34,73 | 34,73 | 42,89 | 42,89 |
| 850 | 16,33 | 39,33 | 39,33 | 48,64 | 48,64 |

## **12.6** Ход работ под 245мм техническую колонну

Собрать и спустить в скважину КНБК №3. Разбурить продавочную пробку, обратный клапан, цементный стакан, колонный башмак и углубиться 1-3м ниже башмака тех. колонны, обработать буровой раствор. Опрессовать цементное кольцо БР плотностью 1,12 г/см3 на давление 24атм, составить акт опрессовки. Перевести скважину на соленасыщенный БР плотностью 1,26г/см3. Добурить до глубины 850м. Промыть скважину в течение 2-х циклов. Поднять КНБК с доливом скважины. **При наличии поглощения собрать КНБК №3': Д 295,3; УБТ 203-48м; ЯС; УБТ 165-120м; СБТ 127 ост. Во время бурения производить каждые 24 часа или 300м проходки КСПО КНБК на пробуренный интервал. При прохождении солевых отложений снизить производительность буровых насосов до 50л/сек, а также снизить осевую нагрузку до 6тн.** Провести комплекс ГИС. После ГИС произвести подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны. Собрать и спустить КНБК на шаблонировку, прошаблонировать ствол скважины до забоя. При наличии посадок и затяжек произвести проработку данного интервала. Поднять КНБК с доливом скважины. Проверить оборудование, наличие необходимых материалов и хим. реагентов перед спуском обсадной колонны - составить акт. Спуск и цементирование 245мм промежуточной колонны произвести по отдельному плану работ. **ОЗЦ -** определяется по затвердеванию проб, но не менее сроков схватывания согласно лабораторного анализа. После ОЗЦ произвести перемонтаж ПВО согласно утвержденной схемы. Опрессовать ПВО совместно с промежуточной колонной 245мм на 90атм на буровом растворе плотностью 1,26г/см3, с представителем военизированного отряда.

## **12.7** Ожидаемая потребность в буровом растворе

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Тип интервала** | | **от** | **до** | | **L, м** | **D, мм** | **Каверн.** | **V, м3** |
| 1 | Кондуктор | | - | 200 | | 200 | 305,0 | 1,00 | 15 |
| 2 | Открытый ствол | | 200 | 850 | | 650 | 295,3 | 1,30 | 59 |
| 3 | Объем скважины по окончании бурения | | | | | | | | 74 |
| 4 | Минимальный объем на поверхности | | | | | | | | 70 |
| 5 | **Объем раствора в циркуляции по окончании бурения интервала** | | | | | | | | **144** |
| 6 | Расчет потерь бурового раствора: | | | | | | | |  |
|  | 6.1. | Фильтрация в проницаемые пласты (инфильтрация) | | | | | | | 8 |
|  | 6.2. | Потери на системе очистки | | | Коэф.потерь, м3/м3 | | | 1,00 | 59 |
|  | 6.3. | На разбавление | | | Коэф.разбавл., м3/м3 | | | - | - |
|  | 6.4. | Технологические потери (керн, ИПТ, сифон, разлив и т.п.) | | | | | | | 10 |
|  | 6.5. | **Общие потери бурового раствора** | | | | | | | **77** |
| 7 | Необходимый объем бурового раствора на бурение интервала | | | | | | | | 221 |
| 8 | Получено раствора с предыдущего интервала/скважины | | | | | | | | 92 |
| 9 | **Объем свежего бурового раствора** | | | | | | | | **129** |
| 10 | Объем раствора на утилизацию/сброс в амбар/перевод или хранение | | | | | | | | 213 |
| 11 | Объем выбуренной породы | | | | Коэф.разуплотнения | | | 1,20 | 70 |
| 12 | **Всего отходов бурения (ОБР+БШ)** | | | | | | | | **283** |

## **12.8** Ожидаемая потребность в материалах.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование реагента** | **кг/м3** | **Общее,кг** | **Назначение реагента в растворе** |
| Каустическая сода | **2** | 275,0 | Контроль рН |
| Кальцинированная сода | **0,2** | 50,0 | Контроль жесткости |
| Бикарбонат натрия | **0,5** | 125,0 | Снижение цем.агрессии |
| Известь гашеная | **1** | 225,0 | Бикарбонатное загрязнений |
| Глинопорошок ПБМБ | **30** | 4 000,0 | Структурообразователь |
| ХимПАК марки Н | **1** | 225,0 | Контроль фильтрации |
| ХимПАК марки В | **1** | 225,0 | Загуститель, фильтрация |
| Реамил | **16** | 3 550,0 | Понизитель фильтрации |
| PolyMud H | **0,5** | 75,0 | Селективный флокулянт, капсулятор |
| Гламин | **2** | 450,0 | Структурообразователь |
| NaCL | **180** | 24 000,0 | Рассол до 1,18 г/см3 |
| Лубрикон | **4** | 1 000,0 | Универсальная смазывающая добавка |
| Гаспен-Силикон | **0,5** | 75,0 | Пеногаситель |
| Карбонат кальция-400 | **9** | 2 000,0 | Кольматант, утяжелитель |

## **12.9** Инженерные рекомендации

С целью снижения объёмов приготовления, будет использован Глинистый буровой раствор с предыдущего интервала. Параметры корректируются путём разбавления свежеприготовленным буровым раствором.

В целом интервал характеризуется наличием в разрезе солей, ангидрита/гипса, каменной соли, а также в середине мягкими глинами. Основными возможными осложнениями могут быть сужения ствола в данных интервалах в следствии гидратации как глин так, так и гипса/ангидрита. Одной из мер по предупреждению прихватов КНБК является дополнительная проработка и протягивание инструмента "на сухую" без циркуляции.

Для снижения растворимости ангидрита/гипса следует поддерживать высокое значение рН в буровом растворе от 10 до 11,5. Первоначальную заготовку, обработку раствора производить Известью до рН=10-11,5. В дальнейшем, при углублении дополнительно обрабатывать Каустической содой, чередуя с Известью.

Бурение интервала Гидрохимической свиты будет производиться с меньшей подачей бурового раствора для предупреждения размыва солей. Важно вскрывать буровым раствором с необходимым содержанием хлоридов.

Интервал ….. м представлен терригенными породами (глины, песчаники, мергели, алевролиты). Соответственно будет происходить наработка бурового раствора глинистой фазой - рост плотности, рост вязкости. Есть риски дифференциальных прихватов. Высокая вероятность сальникообразования. С целью предупреждения необходимо:

* Подача буровых насосов не менее 55 л/с.
* Обработка раствора PolyMud H 0,5-1,0 кг/м3 для капсуляции глинистого шлама.
* Обработка смазывающей добавкой 0,3-0,4%.
* Ввод противосальниковой добавки в трубы при наращивании по 15-20 л.
* Разбавление свежеприготовленным, в случае высокой вязкости.

Интервал 453-601 м (продуктивный коллектор Артинский горизонт) представлен пропластками ангидрита, доломита, глин, известняка, мергеля. Возможны пласты каменной соли. Высокая вероятность дифференциальных прихватов, сужений ствола от набухания гипса/ангидрита. Перед наращиванием обязательна проработка, протягивание без циркуляции "на сухую".

Перед вскрытием интервала, с глубины 450 м приготовить ВУС V=20 м3 на основе бурового раствора с добавлением СаСО3 50 кг/м3, смазывающая добавка 0,8-1%, PolyMud H 1,0-2,0 кг/м3. Прокачивать каждые 30-50 м по 5 м3 пачкой - обязательно при расхаживании перед наращиванием для равномерного распределения по стволу.

На последней промывке перед подъемом КНБК, перед спуском колонны ОК-245мм., прокачать ВУС на основе ХимПАК марки В Для очистки ствола скважины.

# 13. Бурение секции под эксплуатационную колонну 168 мм ( м)

## **13.1** Цели и задачи интервала бурения

- проводка траектории ствола скважины в соответствии с утвержденным профилем;

- обеспечение максимальной скорости проходки;

- обеспечение безаварийной проводки скважины.

## **13.2** КНБК для бурения интервала:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  | | --- | --- | |  | 12 | |  | 11 | |  | 10 | |  | 9 | |  | 8 | |  | 7 | |  | 6 | |  | 5 | |  | 4 | |  | 3 | |  | 2 | |  | 1 | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Бурение | | | | | | | | | | Интервал 850-2123,54 м по стволу (850,0-1953,0 м по вертикали) | | | | | | | | | | Скважина Скв. 1005, куст №2, месторождение Северо-Рачковское, Скв. 1005 (план) | | | | | | | | | | Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы  снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг | | 12 | БТ 127х9,19 S-135 NC 50 (168,3х82,6) | 1618,7 | 127,0 | 108,6 | 168,3 | Н-133 | М-133 | 46297,6 | | 11 | УБТ 165х57 З-133 | 60,0 | 165,0 | 57,0 | 165,0 | Н-133 | М-133 | 8880,0 | | 10 | ЯС ГИДРАВ. DAHJM Series 440 | 6,9 | 171,0 | 64,0 | 171,0 | Н-133 | М-133 | 1000,0 | | 9 | УБТ 165х57 З-133 | 60,0 | 165,0 | 57,0 | 165,0 | Н-133 | М-133 | 8880,0 | | 8 | БТ 127х9,19 S-135 NC 50 (168,3х82,6) | 350,0 | 127,0 | 108,6 | 168,3 | Н-133 | М-133 | 10167,5 | | 7 | НУБТ-172/146 | 8,3 | 168,0 | 84,8 | 172,0 | Н-133 | М-133 | 900,0 | | 6 | НУБТ-172/146 | 9,0 | 169,7 | 84,0 | 172,0 | Н-133 | М-133 | 420,0 | | 5 | НУБТ-172/146 | 0,7 | 168,0 | 69,8 | 172,0 | Н-133 | М-133 | 420,0 | | 4 | Переводник МЗ-133/НЗ-147 | 0,4 | 165,0 | 80,0 |  | Н-147 | М-133 | 40,0 | | 3 | Клапан обратный переливной ПК-172РС | 0,4 | 172,0 | 90,0 |  | Н-147 | М-147 | 60,0 | | 2 | ДГР-172 7/8 | 8,4 | 172,0 |  | 172,0 | Н-117 | М-147 | 1400,0 | | 1 | Долото 219,1 | 0,3 | 219,1 |  | 220,7 |  | Н-117 | 44,5 | |
| Инженерные пояснения   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Интервал по стволу, м | С циркуляцией | | | | | | | Без циркуляции | | Нагрузка на долото для синус. изгиба при рот. / турб. бурении,тс | Давл. при бурении,  кгс/см2 | Исходные параметры | | | | | Вес  при подъёме,  тс | Вес  при подъёме c вращ.,  тс | Вес  при спуске,  тс | Вес  при спуске с вращ.,  тс | Вес  при вращ. над забоем,  тс | Момент при бурении,  кН·м (Мд=6,67) | Момент при вращ. над забоем,  кН·м | Вес  при подъёме,  тс | Вес  при спуске,  тс | Площ. насадок долота, см2 | Расход насосов, л/с | Параметры раствора | Коэф. трения, кол. / ств. | | 850-900 | 38,74 | 38,74 | 38,74 | 38,74 | 38,74 | 7,70 | 1,00 | 43,38 | 43,38 | 8,60 / 8,60 | 176,94 | 6,79 | 40-42 | 1,12 г/см3 | 0,25 / 0,35 | | 900-1000 | 41,65 | 41,65 | 41,65 | 41,65 | 41,65 | 7,80 | 1,10 | 46,28 | 46,28 | 8,60 / 8,60 | 179,60 | | 1000-1100 | 44,55 | 44,55 | 44,55 | 44,55 | 44,55 | 7,90 | 1,20 | 49,18 | 49,18 | 8,60 / 8,60 | 182,26 | | 1100-1200 | 47,45 | 47,45 | 47,45 | 47,45 | 47,45 | 8,00 | 1,30 | 52,09 | 52,09 | 8,60 / 8,60 | 184,92 | | 1200-1300 | 50,5 | 50,5 | 50,21 | 50,21 | 50,34 | 8,40 | 1,50 | 55,13 | 54,84 | 8,60 / 8,60 | 187,31 | | 1300-1400 | 53,66 | 53,66 | 52,57 | 52,57 | 53,08 | 8,70 | 2,00 | 58,32 | 57,2 | 11,00 / 10,40 | 189,76 | | 1400-1500 | 56,67 | 56,66 | 54,5 | 54,5 | 55,56 | 9,10 | 2,60 | 61,36 | 59,13 | 13,00 / 12,00 | 192,42 | | 1500-1600 | 59,47 | 59,47 | 55,93 | 55,94 | 57,7 | 9,30 | 3,30 | 64,2 | 60,56 | 14,80 / 13,00 | 195,09 | | 1600-1700 | 62,45 | 62,44 | 57,1 | 57,11 | 59,84 | 9,70 | 4,50 | 67,21 | 61,74 | 17,20 / 15,00 | 197,75 | | 1700-1800 | 65,84 | 65,83 | 57,36 | 57,38 | 61,66 | 11,20 | 6,40 | 70,61 | 62 | 17,20 / 16,40 | 200,41 | | 1800-1900 | 69,9 | 69,88 | 57,09 | 57,11 | 62,98 | 12,90 | 8,20 | 74,67 | 61,73 | 17,20 / 16,40 | 203,07 | | 1900-2000 | 74,42 | 74,38 | 56,46 | 56,48 | 63,83 | 14,80 | 9,80 | 79,24 | 61,09 | 17,20 / 16,40 | 205,73 | | 2000-2123,54 | 80,16 | 80,12 | 56,91 | 56,93 | 65,28 | 15,90 | 10,60 | 85,19 | 61,54 | 17,20 / 16,40 | 208,34 |  |  | | --- | |  | |

***Примечание:***

1. Расчеты выполнены на забой 2123,54м ствола скважины для бурильных труб ТБПК-127х9,19 S-135 З-133 (NC 50) класc износа 1 – 23-28 кН\*м. Коэффициенты трения, используемые в расчётах 0.3 (сталь / сталь) и 0.5 (сталь / порода).

2. Данная КНБК является типовой и может быть изменена требованием Заказчика, а также главным специалистом ООО «НБК» с обязательным согласованием с представителем Заказчика, на основании фактической необходимости по решению технологических задач, фактического наличия оборудования на буровой и требований к профилю скважины. Все длины, диаметры, серийные номера, резьбы и т.п. должны быть проверены на месте.

3. При проработке необходимо соблюдать следующие параметры:

-скорость проработки должна быть выше скорости бурения не менее чем в 2 раза;

-при движении вниз скорость вращения КНБК должна быть не более 30 - 60 об/мин (уточняется в зависимости от угла перекоса ВЗД);

-при движении вверх скорость вращения КНБК должна быть не более 30 об/мин, не допускаются затяжки более 5 т;

-не допускать увеличения и скачков крутящего момента.

при любых признаках зашламованности ствола (затяжки, посадки, скачки давления и момента, дефицит шлама на виброситах) с целью избежания закупорки кольцевого пространства выход на рабочий расход насосов осуществлять следующим образом: сначала запустить вращение 10-20 об/мин, далее - плавный ступенчатый пуск бурового насоса с минимальных ходов и до рабочих значений. Начинать с 5 л/с и увеличивать каждые 20 сек. на 5 л/с, если давление не превышает давления при бурении, производить плавное увеличение оборотов ротора/ВСП до 60-70 об/мин, при нормализации давления приступить к плавному расхаживанию начиная с движения противоположного от предшествующей операции (при посадке вверх/при затяжке вниз).

4. В случае обратной проработки для КНБК с ВЗД необходимо снизить обороты ротора/ВСП до 30 об/мин, а также снизить рабочий расход на ВЗД на 30%.

5. Бурение секции под эксплуатационную колонну производить с вращением ротора 40-60 об/мин. В процессе бурения перед Бобриковским горизонтом и на забое произвести промывки до полной очистки ствола скважины от выбуренного породы, при этом вращение ротора/ВСП должно составлять 60-70 об/мин.

При бурении необходимо контролировать тенденцию изменения крутящего момента. При необходимости предпринять действия для снижения коэффициента трения в скважине:

- увеличение содержания смазывающих добавок в растворе;

- увеличение времени промывок и производительности насосов при наращивании;

- шаблонировка ствола с проработкой.

При проведении ремонтных работ/длительных простоях свыше 30мин произвести подъем КНБК в безопасную зону (башмак предыдущей колонны).

Режимы операций

|  |  |
| --- | --- |
| **Режим разбуривания оснастки** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| **Режим разбуривания цементного стакана** | |
| Нагрузка на долото, т | 1-3 |
| Расход раствора, л/сек | 30 |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 30 |
| *Во время разбуривания цементного стакана производить расхаживание через 5-8м. Перед наращиванием производить промывку не менее 20мин с расхаживанием на длину 9-10м. Режимы разбуривания оснастки могут быть изменены по рекомендации долотного сервиса.* | |
| **Режим бурения секции** | |
| Нагрузка на долото, т | 12-18 |
| Расход раствора, л/сек | 32-35 (при промывках 40 л/сек) |
| Обороты ротора (ВСП), об/мин | 40-60 |
| *При наращивании производить промывку в течении 10-15минут с вращением БИ, с расхаживанием на длину 9-10м.* | |

При бурении необходимо контролировать фактическое давление в сравнении с расчетным. При отклонении фактического давления от расчетного более чем на 10атм, необходимо пересчитать давление с фактическими параметрами раствора.

При признаках зашламованности ствола (затяжки, посадки, скачки давления и момента, дефицит шлама на виброситах)

1. Ограничить МСП и/или увеличить время промывки между наращиваниями.

2.Увеличить вращение ротора до 60 об/мин на прямолинейном участке, 40 об/мин набор кривизны с интенсивностью более 1,5гр/10м

3. Для качественной очистки ствола перед наращиванием или проведением СПО производить промывку с максимально возможным вращением ротора/ВСП, не менее 60 об/мин с прокачкой ВУС в объеме 5 м3 вязкостью не менее 120 секунд и НУС 1,5-2 цикла, контролировать выход шлама на виброситах, в случае отсутствия интенсивного выхода шлама не меняя оборотов плавно дойти до забоя, снизить обороты ВСП.

## **13.3** Гидравлический расчет

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Долото |  |  | Параметры |  |
| Скор. на насадках, м/с | 53,10 |  | Глубина по стволу, м | 2123,54 |
| Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм2 | 66,40 / 1,54 |  | Глубина по вертикали, м | 1953 |
| Удельный расход, л/с/см2 | 0,095 |  | Время циркуляции, мин | 39 |
| Мин. скор. в стволе, м/с | 1,04 |  | Время цирк. внутри, мин | 9 |
| Потери давления, атм |  |  | Время цирк. снаружи, мин | 30 |
| Суммарные (давление на стояке) | 208,3 |  | Объём внутри, м3 | 18,57 |
| Наземное оборудование | 10,0 |  | Объём снаружи, м3 | 65,10 |
| Бурильная колонна | 106,1 |  | Суммарный объём, м3 | 83,67 |
| в том числе УБТ |  |  | Объём без инструм., м3 | 93,11 |
| в том числе Телесистема | 15,0 |  | Давление на забое, кгс/см2 | 231,5 |
| Забойный двигатель | 59,0 |  | Очистка ствола |  |
| Долото | 18,5 |  | Макс. концентр. шлама, % | 2,3 |
| Кольцевое пространство | 14,8 |  | Макс. высота подушки, мм | 9,0 |
| Давление при запуске насосов |  |  | Расход для очистки, л/с | 37,1 |

При бурении необходимо контролировать тенденцию изменения крутящего момента. При необходимости предпринять действия для снижения коэффициента трения в скважине:

- увеличение содержания смазывающих добавок в растворе;

- увеличение времени промывок и производительности насосов при наращивании;

- шаблонировка ствола с проработкой.

При проведении ремонтных работ/длительных простоях свыше 30 мин произвести подъем КНБК в безопасную зону (башмак предыдущей колонны).

## **13.4** Ход работ при бурении секции под ЭК диаметром 168мм.

Собрать и спустить в скважинуКНБК№4. Разбурить продавочную пробку, обратный клапан, цементный стакан, колонный башмак и углубиться на 2-3 м ниже башмака промежуточной колонны. Опрессовать цементное кольцо на давление 17атм буровым раствором плотностью 1,26г/см³. Перевести скважину на раствор согласно ГТН и продолжить углубление скважины до 1600м. При забое 1600м произвести промывку скважины до полного выноса шлама. Поднять КНБК с постоянным доливом, произвести комплекс ГИС согласно раздела 8. Собрать и спустить в скважину КНБК №4 (**при поглощении использовать КНБК №4’.** Добурить до глубины 1910м, перевести скважину на гипсовый ингибирующий БР. Продолжить углубление скважины до глубины 2123,54м, промыть скважину до полного выноса шлама в объеме не менее 2-х циклов. Поднять КНБК. **Во время бурения производить каждые 24 часа или 300м проходки КСПО КНБК на пробуренный интервал. При прохождении зон поглощений снизить производительность буровых насосов до 32л/сек.** Произвести комплекс ГИС. Перед спуском эксплуатационной колонны 168мм для подготовки ствола скважины собрать и спустить КНБК на шаблонировку, проработать ствол скважины до забоя. При наличии посадок и затяжек произвести проработку данного интервала до свободного хождения бурильного инструмента. На забое промыть скважину до полного отсутствия шлама на сетках вибросит, в объеме не менее 2-х циклов. Перед креплением ствола скважины снизить реологические параметры бурового раствора до минимальных значений. Прокачать ВУС на основе бурового раствора в объеме 5м3 с условной вязкостью 120-180 сек. Поднять КНБК с постоянным доливом скважины. Проверить оборудование, наличие необходимых материалов и хим. реагентов перед спуском обсадной колонны - составить акт. Спуск и цементирование 168мм эксплуатационной колонны произвести по отдельному плану работ. **Время** **ОЗЦ** определяется по затвердеванию проб, но не менее сроков схватывания согласно лабораторного анализа. После ОЗЦ произвести нормализацию забоя до места установки ЦКОДа. Перевести скважину на тех воду 1,02г/см3. Произвести комплекс ГИС. Демонтировать ПВО, смонтировать фонтанную арматуру. Опрессовать фонтанную арматуру совместно с эксплуатационной колонной 168мм на 115атм на тех воде плотностью 1,02г/см. Опрессовать МКП. Давление опрессовки межколонного пространства 168 / 245 мм совместно с колонной головкой не менее 25атм, но не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня в заколонном пространстве

## **13.5** Расчет спуска ОК 168 мм

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер п/п | Наименование элемента | Длина без ниппеля, м | Наружный диаметр, мм | Внутренний диаметр, мм | Макс. диаметр, мм | Тип резьбы снизу | Тип резьбы сверху | Масса, кг |
| 1 | ОК 168,3x8,9 ОТТМ | 2123,54 | 168,3 | 153,7 | 187,7 |  |  | 62316,5 |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры расчёта | | | | | |
| Плотность бурового раствора, г/см3 | Скорость СПО, м/мин | Коэффициент трения в обсадной колонне | Коэффициент трения в открытом  стволе | Уточняющий коэффициент  для нагрузки  (спуск) | Уточняющий коэффициент  для нагрузки (подъём) |
| 1,12 | 18 | 0,4 | 0,5 | 1,15 | 1,15 |

| Расчётная нагрузка на устье при СПО | | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Глубина по стволу, м | Критич. (синус. изгиб), тс | Спуск с учётом прижим. силы, тс | Спуск, тс | Подъём, тс | Подъём с учётом прижим. силы, тс |
| 98 |  | 2,88 | 2,88 | 2,88 | 2,88 |
| 198 |  | 5,80 | 5,80 | 5,80 | 5,80 |
| 298 |  | 8,73 | 8,73 | 8,73 | 8,73 |
| 398 |  | 11,66 | 11,66 | 11,66 | 11,66 |
| 498 |  | 14,59 | 14,59 | 14,59 | 14,59 |
| 598 | 2,02 | 17,52 | 17,52 | 17,52 | 17,52 |
| 698 | 4,94 | 20,44 | 20,44 | 20,44 | 20,44 |
| 798 | 7,87 | 23,37 | 23,37 | 23,37 | 23,37 |
| 898 | 13,30 | 26,30 | 26,30 | 26,30 | 26,30 |
| 998 | 16,23 | 29,23 | 29,23 | 29,23 | 29,23 |
| 1098 | 19,16 | 32,16 | 32,16 | 32,16 | 32,16 |
| 1198 | 22,09 | 35,09 | 35,09 | 35,09 | 35,09 |
| 1298 | 24,97 | 37,97 | 37,97 | 38,05 | 38,05 |
| 1398 | 25,61 | 40,61 | 40,61 | 41,13 | 41,13 |
| 1498 | 25,89 | 42,89 | 42,89 | 44,22 | 44,22 |
| 1598 | 25,74 | 44,74 | 44,74 | 47,21 | 47,21 |
| 1698 | 25,83 | 46,33 | 46,33 | 50,20 | 50,20 |
| 1798 | 25,92 | 47,92 | 47,92 | 53,38 | 53,38 |
| 1898 | 25,50 | 49,50 | 49,50 | 56,81 | 56,81 |
| 1998 | 26,59 | 51,09 | 51,09 | 60,48 | 60,48 |
| 2123,54 | 28,18 | 52,68 | 52,68 | 64,18 | 64,18 |

## **13.6** Ожидаемая потребность в буровом растворе

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Тип интервала** | | **от** | **до** | **L, м** | **D, мм** | **Каверн.** | **V, м3** |
| 2 | Тех.колонна | | - | 850 | 850 | 227,2 | 1,00 | 35 |
| 3 | Открытый ствол | | 850 | 1 910 | 1060 | 219,1 | 1,15 | 46 |
| 4 | Объем скважины по окончании бурения | | | | | | | 81 |
| 5 | Минимальный объем на поверхности | | | | | | | 80 |
| 6 | **Объем раствора в циркуляции по окончании бурения интервала** | | | | | | | **161** |
| 7 | Расчет потерь бурового раствора: | | | | | | |  |
|  | 7.1 | Фильтрация в проницаемые пласты (инфильтрация) | | | | | | 5 |
|  | 7.2 | Потери на системе очистки | | Коэф.потерь, м3/м3 | | | 1,00 | 46 |
|  | 7.3 | На разбавление | | Коэф.разбавл., м3/м3 | | | - | - |
|  | 7.4 | Технологические потери (керн, ИПТ, сифон, разлив и т.п.) | | | | | | 10 |
|  | 7.5 | **Общие потери бурового раствора** | | | | | | **61** |
| 8 | Необходимый объем бурового раствора на бурение интервала | | | | | | | 222 |
| 9 | Получено раствора с предыдущего интервала/скважины | | | | | | | - |
| 10 | **Объем свежего бурового раствора** | | | | | | | **222** |
| 10 | Объем раствора на утилизацию/сброс в амбар/перевод или хранение | | | | | | | 56 |
| 11 | Объем выбуренной породы | | | Коэф.разуплотнения | | | 1,20 | 55 |
| 12 | **Всего отходов бурения (ОБР+БШ)** | | | | | | | **111** |

## **13.7** Ожидаемая потребность в материалах.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование реагента** | **кг/м3** | **Общее, кг** | **Назначение реагента в растворе** |
| Каустическая сода | **1** | 225,0 | Контроль рН |
| Известь гашеная | **5** | 1 125,0 | Бикарбонатное загрязнений |
| Глинопорошок ПБМБ | **50** | 12 000,0 | Структурообразователь |
| ХимПАК марки Н | **3** | 675,0 | Контроль фильтрации |
| ХимПАК марки В | **3** | 675,0 | Загуститель, фильтрация |
| Реамил | **1** | 225,0 | Понизитель фильтрации |
| КССБ | **8** | 1 800,0 | Понизитель фильтрации |
| PolyMud H | **0,5** | 125,0 | Селективный флокулянт, капсулятор |
| Гламин | **1,5** | 350,0 | Структурообразователь |
| Лубрикон | **5** | 1 200,0 | Универсальная смазывающая добавка |
| ФХЛС М | **1** | 225,0 | Разжижитель |
| Биоцидол | **0,5** | 125,0 | Предотвращение биодеструкции |
| Гаспен-Силикон | **0,5** | 125,0 | Пеногаситель |
| Карбонат кальция 50-80 мкм | **60** | 14 000,0 | Кольматант, утяжелитель |
| Карбонат кальция 120-160 | **50** | 12 000,0 | Кольматант, утяжелитель |

## **13.8** Инженерные рекомендации.

1. Обработка бактерицидом свежего раствора 1 л/м3, далее каждый день по 0,1-0,2 л/м3 на весь объем циркулирующего раствора. Планируется использование текущего раствора на бурение следующего интервала.
2. Для обеспечения формирования плотной фильтрационной корки в проницаемых интервалах и в интервалах поглощений, для регулирования вязкостных свойств (реология, тиксотропия) предусмотрен глинопорошок с концентрацией 40 кг/м3.
3. Ежедневно контролировать и поддерживать избыток Извести в буровом растворе.
4. Показатель рН поддерживать не менее 10-10,5 путем обработки Известью - снижение растворимости ангидрита/гипса. Каустическая сода требуется только для быстрого (экстренного) повышения рН.
5. Интервалы, представленные высоким содержанием ангидрита (контроль по шламограмме станции ГТИ) склонны к сужениям ствола. Для профилактики затяжек/посадок и прихватов рекомендуется производить расхаживание инструмента перед наращиванием без циркуляции.
6. Перед вскрытием поглощающих интервалов Серпуховского и Окского горизонтов необходимо заранее пополнить объем бурового раствора на 20-30 м3, а также заготовить ВУС в объеме 20-25 м3 с высоким содержанием глинопорошка 70-100 кг/м3 + наполнители от поглощений мелкой фракции 60-70 кг/м3.
7. ВУС прокачивать в режиме "Plug Flow" - минимальная подача насосов во время нахождения пачки в интервале поглощения.
8. Размер частиц наполнителей и концентрацию подбирать, учитывая размер проходных отверстий долота и телесистемы. Тип наполнителей подбирается с учетом эффективности первых пачек ВУС.
9. Решение о переводе скважины на другой тип раствора выбирать исходя из скорости приготовления бурового раствора и интенсивности поглощения. В случае невозможности обеспечить необходимый объем на пополнение, требуется либо перейти на бурение упрощенным глинистым раствором, либо водополимерным раствором с меньшей плотностью, либо полностью на техническую воду. Рекомендации предоставить Заказчику.
10. Изменение параметров раствора, изменение плотности, типа промывочной жидкости производить только после согласования с Заказчиком и подписания трехстороннего Акта

## **13.9** Ожидаемая потребность в буровом растворе

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Тип интервала** | | **от** | **до** | | **L, м** | **D, мм** | **Каверн.** | **V, м3** |
| 1 | Тех.колонна | | - | 850 | | 850 | 227,2 | 1,00 | 35 |
| 2 | Эксплуатационная | | 850 | 1 910 | | 1 060 | 219,1 | 1,15 | 46 |
| 3 | Открытый ствол | | 1 910 | 2 123,54 | | 214 | 219,1 | 1,15 | 10 |
| 4 | Объем скважины по окончании бурения | | | | | | | | 91 |
| 5 | Минимальный объем на поверхности | | | | | | | | 90 |
| 6 | **Объем раствора в циркуляции по окончании бурения интервала** | | | | | | | | **181** |
| 7 | Расчет потерь бурового раствора: | | | | | | | |  |
|  | 7.1 | Фильтрация в проницаемые пласты (инфильтрация) | | | | | | | 10 |
|  | 7.2 | Потери на системе очистки | | | Коэф.потерь, м3/м3 | | | 1,00 | 11 |
|  | 7.3 | На разбавление | | | Коэф.разбавл., м3/м3 | | | - | - |
|  | 7.4 | Технологические потери (керн, ИПТ, сифон, разлив и т.п.) | | | | | | | 15 |
|  | 7.5 | **Общие потери бурового раствора** | | | | | | | **36** |
| 8 | Необходимый объем бурового раствора на бурение интервала | | | | | | | | 217 |
| 9 | Получено раствора с предыдущего интервала/скважины | | | | | | | | 161 |
| 10 | **Объем свежего бурового раствора** | | | | | | | | **57** |
| 10 | Объем раствора на утилизацию/сброс в амбар/перевод или хранение | | | | | | | | 207 |
| 11 | Объем выбуренной породы | | | | Коэф.разуплотнения | | | 1,20 | 12 |
| 12 | **Всего отходов бурения (ОБР+БШ)** | | | | | | | | **220** |

## **13.10** Ожидаемая потребность в материалах.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Наименование реагента** | **кг/м3** | **Общее, кг** | **Назначение реагента в растворе** |
| Каустическая сода | **0,5** | 50,0 | Контроль рН |
| Известь гашеная | **8** | 1 100,0 | Бикарбонатное загрязнений |
| Глинопорошок ПБМБ | **30** | 2 000,0 | Структурообразователь |
| ХимПАК марки Н | **5** | 450,0 | Контроль фильтрации |
| ХимПАК марки В | **4** | 375,0 | Загуститель, фильтрация |
| Реамил | **1** | 75,0 | Понизитель фильтрации |
| HimOil FL | **15** | 3 275,0 | Микрокольматант аргиллитов |
| КССБ | **18** | 3 925,0 | Понизитель фильтрации |
| Гламин | **3** | 425,0 | Структурообразователь |
| Гипс | **4** | 250,0 | Са++ ингибитор глин |
| Ингидол Б | **2** | 200,0 | Ингибитор глин и разжижитель |
| Ингидол ГГЛ | **20** | 4 400,0 | Ингибитор глин и аргиллитов |
| EMILUBE | **15** | 2 200,0 | Снижение трения |
| Графит | **5** | 300,0 | Снижение трения |
| ФХЛС М | **2** | 125,0 | Разжижитель |
| Биоцидол | **0,5** | 125,0 | Предотвращение биодеструкции |
| Гаспен-Силикон | **1** | 225,0 | Пеногаситель |
| Карбонат кальция 2-10 мкм | **80** | 5 000,0 | Кольматант, утяжелитель |
| Карбонат кальция-20 мкм | **40** | 3 000,0 | Кольматант, утяжелитель |
| Карбонат кальция 50-80 мкм | **30** | 2 000,0 | Кольматант, утяжелитель |
| Карбонат кальция 120-160 | **10** | 1 000,0 | Кольматант, утяжелитель |

## **13.11** Инженерные рекомендации

Программой промывки запланировано использование Известкового полимер-глинистого раствора с предыдущего интервала. Корректировка производится путем ввода свежеприготовленного объема раствора для получения требуемых физических параметров согласно Программе промывки, а также расчетные концентрации ингибиторов.

Важно контролировать и наблюдать устойчивость стенок скважины по наличию обвальной породы на виброситах, скачки давления при равномерном бурении и циркуляции. В случае наличия признаков осыпей рекомендуется увеличить на 20-30% концентрацию микрокольматантов Ингидол ГГЛ и Асфасол - обработать весь циркулирующий объем 5 л/м3 и 3 кг/м3 соответственно. Дополнительно рекомендуется установка в интервал Тульского-Бобриковского-Турнейского горизонтов укрепляющей пачки на основе бурового раствора с повышенной на 50-100% концентрацией ингибиторов, после согласования с Заказчиком.

**Очистка ствола.**

Вторым важным моментом является контроль очистки ствола от выбуренной породы. Объем шлама на виброситах должен соответствовать скорости бурения. Обратить внимание:

1. Промывка перед наращиванием не менее расчетного времени по гидравлическому расчету (с вращением).
2. Поддерживать реологию ДНС >14, ВНСС> 15000 мПа\*с бурового раствора ксантановым реагентом Гламин.
3. Предусмотреть прокачивание очищающих пачек на основе Гламин по 2-3 м3 каждые 15 м. Обязательно обеспечить вращение колонны бурильных труб при выходе пачки в кольцевое пространство.
4. В случае затяжек/посадок перед наращиванием произвести дополнительное расхаживание на длину пробуренного интервала.

**Дифференциальный прихват**.

Предупреждение:

1. Применение СаСО3 фаркцией 5 мкм - 49%, 20 мкм - 51%.
2. Применение смазвающих добавок и контроль липкости по КТК-2.
3. В случаях подлипаний при слайде, при спусках/подъемах следует предусмотреть прокачивание меловых пачек с повышенным содержанием смазывающей добавки.

**Свойства раствора за которыми необходим пристальное наблюдение:**

1. Поддерживать избыток извести в буровом растворе.
2. Контролировать липкость по КТК-2 не более 7 градусов.
3. Поддерживать заложенные Программой промывки концентрации ингибиторов.
4. Контролировать очистку ствола скважины: объем шлама, скорости бурения, свободное хождение инструмента, отсутствие скачков давления и выход после данных скачков давления пачки со шламом.
5. Контролировать ДНС, ВНСС при помощи биополимера.
6. Контроль фракционного состава СаСО3 расчетным путем. Прокачивать меловые пачки (фракция 5 мкм, 20 мкм) со смазкой.
7. В случае частичных поглощений до 5 м3/час прокачивать меловые пачки с крупным СаСО3 (160 мкм) и мелкими наполнителями КС-1, Карбокол А, бентонит.

# 14. Мероприятия по предупреждению поглощений.

В случае частичного поглощения интенсивностью более 3 м3/час остановить циркуляцию. Проследить за изменением уровня в скважине в затрубном пространстве не оставляя инструмент без движения (непрерывно расхаживать и вращать бурильную колонну). Остановка циркуляции позволит в полной мере реализовать структурообразующие свойства раствора и создать непроницаемую корку в проблемной зоне.

Если в процессе бурения частичные поглощения (в объеме до 3 м3/час) продолжаются, то рекомендуется ограничить механическую скорость бурения 3 – 5 м/час.

Путем снижения гидростатического и гидродинамического давления обеспечить минимальное избыточное давление на поглощающий пласт. Снижение гидродинамического давления осуществляется путем:

регулирования структурно-механических параметров бурового раствора;

выбора оптимальной компоновки бурильного инструмента; ограничения скорости СПО;

плавного восстановления циркуляции;

регулирования скорости проработки;

предотвращения образования сальников;

регулирование скорости восходящего потока

проведения промежуточных промывок;

расхаживания и вращения колонны перед пуском насоса.

Снижения гидростатического давления обеспечивается уменьшением плотности бурового раствора до минимально допустимых значений.

Расход бурового раствора необходимо поддерживать на минимально допустимом уровне. Бурение осуществлять роторным способом долотами с центральной промывкой или гидромониторными без насадок.

# 15. Мероприятия по контролю параметров БР при попадании

# пластовой воды.

Попадание в циркулирующий буровой раствор минерализованной пластовой воды, содержащей катионы поливалентных металлов, например, ионы жесткости (Ca2+, Mg2+), приводит к частичной флокуляции анионных полимеров, таких как полианионная целлюлоза низкой и высокой вязкости, крахмальным реагентом. При этом, показатель фильтрации раствора возрастает и слабо реагирует на введение дополнительных порций анионных понизителей фильтрации. Кроме того, в составе пластовой воды может содержаться углекислота, попадание которой в раствор приводит к кислотной флокуляции системы при одновременном снижении водородного показателя рН, возрастании сдвиговых характеристик и неконтролируемом увеличении показателя фильтрации.

Таким образом, недопущения нарушения технологической эффективности промывочной жидкости от притока пластового флюида следует выполнять следующие требования:

Периодически обрабатывать циркулирующий буровой кальцинированной содой в количестве 0,5 – 1 кг/м3 на каждые 70 – 100 м проходки. При этом следует постоянно контролировать содержание солей жесткости в фильтрате раствора, не допуская повышения их концентрации свыше 200 мг/л.

Контролировать водородный показатель рН циркулирующего раствора, не допуская его падения ниже 8,5. Уровень углекислоты в растворе отслеживать определением карбонатной щелочности по метилоранжу.

Каждые 5 – 6 часов измерять показатель фильтрации раствора, не допуская его увеличения выше значения, заложенного в программе Промывки.

# 16. Мероприятия против прихватов

Для снижения прихватоопасности в интервалах проницаемых пластов производится обработка разнофракционным карбонатом кальция. Ввод микрофракционной мраморной крошки совместно с полимерами снижает величину естественной фильтрации бурового раствора за счет создания на стенках скважины плотной, тонкой и прочной фильтрационной корки.

Постоянно следить за смазывающей способностью бурового раствора, путем контроля липкости фильтрационной корки по КТК-2. Содержание смазывающей добавки контролируется по реторте (для смазок на углеводородной основе).

При вскрытии проницаемых пластов не оставлять инструмент без движения более 3 минут.

Не допускать накопления шлама в затрубье в процессе бурения, производить все промывки, предусмотренные по регламенту.

При подлипании компоновки во время бурения или расхаживания при каждом наращивании возможно прокачивание смазывающих пачек.

# 17. Общие технические рекомендации по предупреждению прихватов.

Запрещается вскрытие прихватоопасных (проницаемых, низконапорных, неустойчивых и пр.) зон без проверки надежности бурового и энергетического оборудования. Во избежание вынужденного оставления бурильной колонны в открытом стволе без расхаживания необходимо все профилактические и ремонтные работы подъемного оборудования и его привода производить при нахождении бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны.

В прихватоопасной зоне запрещается нахождение бурильной колонны без движения. При выходе из строя оборудования, отключении электроэнергии необходимо принять срочные меры по расхаживанию бурильного инструмента (с интервалом не более 1 минуты) и его подъему из прихватоопасной зоны с помощью аварийной электростанции. В неприхватоопасной зоне (отсутствие длительное время в данном интервале затяжек, посадок) расхаживание инструмента производить на длину 9-10м с интервалами не более 5 минут, убрать из КНБК на подсвечник свечу (24 м) и взять ведущую трубу.

Перед снятием замеров показаний телеметрии провести интенсивное расхаживание бурильной колонны на длину 9-10м с промывкой. При снятии замеров телеметрической партии долото должно находиться на расстоянии 5 – 6 м от забоя; следует также производить постоянное вращение бурильной колонны.

При проведении замеров через каждые 5 минут производить расхаживание бурильной колонны. Запрещается производить замеры в интервале свежепробуренного продуктивного горизонта.

Резкое увеличение механической скорости свидетельствует о начале вскрытия продуктивного горизонта. При бурении в интервале продуктивного горизонта необходимо ограничивать скорость проходки. Для кольматации стенок ствола скважины периодически, через каждый метр проходки, производить интенсивное расхаживание бурильного инструмента на длину 9-10м с промывкой.

При вынужденных или ожидаемых остановках более 8 часов запрещается оставлять бурильный инструмент в открытом стволе.

Во время бурения (промывки, проработки, расширки) необходимо постоянно вести контроль за температурой выходящего бурового раствора, чтобы своевременно обнаружить начинающийся размыв бурильной колонны и не допустить прихвата в результате заклинки долота.

В случае снижения температуры выходящего из скважины раствора или падения давления на манифольде при постоянной производительности насосов бурильную колонну необходимо проверить на герметичность опрессовкой.

При подъеме не допускать затяжек относительно веса бурильного инструмента по ГИВ-6 при его нормальном движении вверх. В наклонно-направленных скважинах и скважинах с горизонтальным окончанием фиксировать в буровом журнале вес бурильного инструмента при нормальном его подъеме.

В случае возникновения затяжки при подъеме инструмента необходимо:

остановить подъем и спустить инструмент до освобождения от затяжки;

снова поднять до места затяжки и при ее отсутствии продолжить подъем;

при повторной затяжке опустить инструмент до освобождения от затяжки, навернуть ведущую трубу и восстановить циркуляцию;

промыть скважину с расхаживанием бурильного инструмента на 10 – 12 м и вращением его ротором; при этом попытаться поднять инструмент через интервал затяжек;

при повторении затяжки подъем инструмента прекратить, вызвать мастера по сложным работам и продолжить расхаживание, не допуская затяжки;

при очередном спуске инструмента интервал затяжек проработать до полного их устранения.

В известных интервалах затяжек и посадок скорость спуска бурильной колонны ограничить до 0,5 м/сек, а подъем осуществлять на первой скорости.

Для предупреждения закупорки промывочных отверстий (насадок) долота во время бурения, промывки, проработки и расширки ствола скважины в обязательном порядке под квадрат установить фильтр. Количество отверстий фильтра, диаметр которых равен 5 – 6 мм, должно составлять их эквивалентную площадь в 1,5 раза превышающую площадь промывочного канала бурильных труб. При использовании бурильных труб диаметром 127 мм с толщиной стенки 9,19 мм количество 5 мм отверстий фильтра должно составлять не менее 700 шт. Для предотвращения размыва стенки бурильной трубы фильтр устанавливается фильтровой частью вверх.

Во время смены вахт проверять вес бурильной колонны, приподнимая ее над забоем не менее, чем на 13 м.

При бурении горных пород с нормальной проницаемостью с периодичностью 1 час производить профилактические отрывы бурильного инструмента от забоя на длину 9-10м с последующим его допуском до забоя с вращением и промывкой.

При бурении высокопроницаемых горных пород, вызывающих незначительное поглощение (фильтрацию) бурового раствора, профилактические отрывы бурильного инструмента производить через каждые 0,5 часа.

# 18. Лист ознакомления с программой

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Должность / Подразделение | ФИО | Подпись | Дата |
| 1. |  |  |  |  |
| 2. |  |  |  |  |
| 3. |  |  |  |  |
| 4. |  |  |  |  |
| 5. |  |  |  |  |
| 6. |  |  |  |  |
| 7. |  |  |  |  |
| 8. |  |  |  |  |
| 9. |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
| 10. |  |  |  |  |
| 11. |  |  |  |  |
| 12. |  |  |  |  |
| 13. |  |  |  |  |
| 14. |  |  |  |  |
| 15. |  |  |  |  |

**СОГЛАСОВАНО КАК ФОРМА:**

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
| **ЗАКАЗЧИК**  **Генеральный директор**  **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_** | **ПОДРЯДЧИК**  **Генеральный директор**  **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_** |