**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

****

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение**

**высшего образования**

**«Санкт-Петербургский горный университет»**

***Допускается к защите в ГЭК***

зав. кафедрой БС,

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_проф. Н. И. Васильев

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2017 г.

**ВЫПУСКНАЯ РАБОТА**

**(выпускная квалификационная работа бакалавра)**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**ТЕМА**: **«Анализ составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин на Куликовском нефтяном месторождении»**

**Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Автор: студент гр. НБ-13-1 / Аль-Шаргаби М.А.Т.С /

(подпись)

Руководитель проекта: /Нуцкова М.В./

(подпись)

Рецензент: Руководитель проектов \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /Антипова К.А./

ООО «Газпромнефть НТЦ », к.т.н. (подпись)

**Консультанты:**

каф. ГРМПИ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ / доц. Арчегов В. Б. /

(подпись)

каф. ЭУиФ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /доц. Синьков Л. С. /

(подпись)

каф. ГЭ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /доц. Стриженок А.В. /

(подпись)

каф. БП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /проф. Грызунов В.В. /

(подпись)

Санкт-Петербург

2017

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

**«Санкт-Петербургский горный университет»**

Кафедра бурения скважин

***УТВЕРЖДАЮ***

Зав. кафедрой БС

проф. Н.И. Васильев

“\_\_\_\_” \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_2017 г.

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Студенту / Аль-Шаргаби М.А.Т.С./ гр. НБ-13-1

Тема: **«Анализ составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин на Куликовском нефтяном месторождении».**

Исходные данные: Материалы, полученные на производственной практике, литературные источники.

Тема специальной части: «Анализ составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин».

Требования к графической части работы и пояснительной записке содержатся в Методических указаниях по проектированию.

Руководитель проекта: доцент \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /Нуцкова М.В./

Дата выдачи задания: 15 марта 2017 г.

**Аннотация**

В выпускной квалификационной работе описаны технические средства и технологические параметры по строительству эксплуатационной скважины на Куликовском нефтяном месторождении.

Выпускная квалификационная работа состоит из следующих частей:

­– в геологической части рассмотрена орогидрография района ведения работ, стратиграфия, тектоника и нефтегазоводоносность разреза, а также приведен анализ возможности возникновения осложнений;

– в технической части выполнены все расчеты, касающиеся бурения, промывки и крепления скважины, а также специальная часть «Анализ составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин на Куликовском нефтяном месторождении»;

– в частях безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды проекта рассмотрены вопросы безопасного ведения работ при строительстве скважин, а также рассмотрены чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при бурении скважины.

– в экономической части произведен расчет экономической эффективности применения нового бурового раствора.

В проекте: 150 страниц, 25 рисунков, 55 таблиц, 2 приложения.

**Summary**

In the graduate work includes technical and technological parameters on construction commercial oil well on Kulikovskoye oil field.

The graduate work will consist of the following parts:

-In the geological part the hydrography of area, the stratigraphy, the tectonics and the petroliferous of a layer are considered and the analysis of an opportunity of occurrence of different complications is resulted;

-The technical part consists of drilling, washing and completion calculations and special part « Analysis of hydrocarbon-based drilling mud compositions for drilling wells at the Kulikovskoye oil field »;

-The work safety and the environmental protection include questions of safety in drilling and dangerous situations which can happen during well drilling are considered there;

-The economic part includes a calculation of economic efficiency of the new mud.

In the project are: 150 pages, 25 figures, 55 tables, 2 appendices.

**Оглавление**

[ВВЕДЕНИЕ 7](#_Toc483966889)

[ГЛАВА 1.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 8](#_Toc483966890)

[1.1 Общие сведения о районе работ 8](#_Toc483966891)

[1.2.Геологическая характеристика разреза 10](#_Toc483966892)

[1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины 10](#_Toc483966893)

[1.2.2.Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каве-рнозности.пластов 14](#_Toc483966894)

[1.2.3. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины 16](#_Toc483966895)

[1.2.4.Нефтегазоводоносность по разрезу скважины 18](#_Toc483966896)

[ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 27](#_Toc483966926)

[2.1.Выбор профиля скважины 27](#_Toc483966927)

[2.2. Выбор конструкции скважины 32](#_Toc483966928)

[2.3.Pасчет конструкции скважины 36](#_Toc483966929)

[2.4.Разделение геологического разреза на интервалы уcловно одинаковой буримоcти.Выбор способа бурения 38](#_Toc483966930)

[2.4.1 Анализ и выбор эффективных типов долот и схемы их промывки 39](#_Toc483966931)

[2.5. Режимные параметры бурения 40](#_Toc483966932)

[2.5.1 Осевая нагрузка на долото 40](#_Toc483966933)

[2.5.2. Расчет частоты вращения долота 41](#_Toc483966934)

[2.5.3 Расчет необходимого расхода промывочной жидкости 42](#_Toc483966935)

[2.5.3 Расчет необходимого расхода промывочной жидкости 43](#_Toc483966936)

[2.6.1.Химическая обработка промывочной жидкости по интервалам, расчет потребного количества компонентов бурового раствора 48](#_Toc483966938)

[2.6.2.Расчет количества бурового раствора 51](#_Toc483966939)

[2.7.Bыбор системы очистки бурового раствора 53](#_Toc483966940)

[2.8.Oбоснование, выбор и расчет компоновок бурильной колонны 55](#_Toc483966941)

[2.10.Гидравлический расчет промывки скважины 59](#_Toc483966942)

[3. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН 63](#_Toc483966943)

[3.1 Выбор противовыбросового оборудования 63](#_Toc483966944)

[3.2 Опробование и испытание скважины в процессе бурения 66](#_Toc483966945)

[3.3 Расчет режима спуска обсадных колонн 68](#_Toc483966946)

[3.4 Расчёт цементирования обсадных колонн 70](#_Toc483966947)

[3.5 Оснастка обсадных колонн 79](#_Toc483966948)

[3.6 Расчёт обсадных колонн 81](#_Toc483966949)

[3.7 Испытание обсадных колонн на герметичность 87](#_Toc483966950)

[3.8 Консервация и ликвидация скважин 88](#_Toc483966951)

[3.9 Вторичное вскрытие 89](#_Toc483966952)

[3.10 Выбор буровой установки и необходимого технологического оборудования 91](#_Toc483966953)

[4.СПЕЦИАЛЬНАЯ ГЛАВА: «Анализ составов буровых растворов на углеводородной основе для бурения скважин» . 93](#_Toc483966954)

[Общее понятие 93](#_Toc483966955)

[4.1.Oбщий состав бурового Раствора на углеводородной основе (РУO). 95](#_Toc483966956)

[4.2.Cвойства бурового раствора на углеводородной основе 97](#_Toc483966957)

[4.3 Mетодика замера параметров РУО 99](#_Toc483966958)

[4.3.1. Oпределение плотности РУО 99](#_Toc483966960)

[4.3.2.Oпределение вязкости и предельного статического напряжения сдвига 100](#_Toc483966963)

[4.3.3. Oпределение значения фильтрации 101](#_Toc483966965)

[4.3.4. Pетортное испытание для определения содержания масла, воды и твердой фазы 102](#_Toc483966967)

[4.3.5. Oпределение электростабильности 103](#_Toc483966969)

[4.4.Основная область применения РУО: 103](#_Toc483966970)

[4.5.Tипы и применение бурового раствора на углеводородной основе 105](#_Toc483966971)

[4.5.1.Известково-битумный раствор . . . . . . . . . . . 105](#_Toc483966972)

[4.5.2.Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР) 106](#_Toc483966973)

[4.5.2.1 Bысококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор 107](#_Toc483966974)

[4.3.2.2 Tермостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР) 108](#_Toc483966975)

[4.3.2.3 Термостойкая инвертная эмульсия на основе ЭК-1 108](#_Toc483966976)

[4.5.3. Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ 114](#_Toc483966977)

[4.5.4 Tермостойкий раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ-Т 115](#_Toc483966978)

[4.5.5.PУO – МЕГАДРИЛЛ 115](#_Toc483966979)

[4.5.6.Растворы серии Тросоре 116](#_Toc483966980)

[4.6. Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта 118](#_Toc483966981)

[5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ 122](#_Toc483966982)

[5.1 Особенности местности и климатические условия 122](#_Toc483966983)

[5.2. Анализ вредных и опасных факторов при ведении буровых работ 122](#_Toc483966984)

[5.2.1 Анализ производственных факторов 122](#_Toc483966985)

[5.2.2 Анализ травматизма и заболеваемости рабочих 125](#_Toc483966986)

[5.2.3 Освещенность 127](#_Toc483966987)

[5.3 Техника безопасности 128](#_Toc483966988)

[5.3.1 Условия и средства транспортирования людей и грузов 128](#_Toc483966989)

[5.3.2 Защита от токсичных веществ 128](#_Toc483966990)

[5.3.3 Электробезопасность 130](#_Toc483966991)

[5.3.4 Молниезащита 131](#_Toc483966992)

[5.4 Предупреждение и ликвидация пожаров 131](#_Toc483966993)

[6. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 137](#_Toc483966994)

[6.1. Общая характеристика района расположения предприятия 137](#_Toc483966995)

[6.2. Загрязнения и нарушения компонентов окружающей среды 137](#_Toc483966996)

[6.3. Мероприятия по защите окружающей среды 137](#_Toc483966997)

[6.4.Охрана атмосферного воздуха 138](#_Toc483966998)

[6.5.Охрана поверхностных и подземных вод 140](#_Toc483966999)

[6.6.Охрана земельных ресурсов 143](#_Toc483967000)

[6.7.Обращение с отходами 144](#_Toc483967001)

[6.8. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источника электроснабжения при строительстве скважины. 145](#_Toc483967002)

[7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 147](#_Toc483967003)

[ЗАКЛЮЧЕНИЕ 149](#_Toc483967004)

[СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 150](#_Toc483967005)

# **ВВЕДЕНИЕ**

Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по добыче нефти и газа и также одно из лидирующих по запасам углеводородного сырья.

В настоящее время при бурении скважин стараются достичьснижения сроков строительства скважины, материалоемкости и себестоимости метра проходки. При этом все большее внимание уделяется вопросу рационального недропользования и защиты окружающей среды.

Данные проект составляется на бурение скважины по конкретным геолого-техническим условия, исходя из которых выбирается конструкция скважины, способы бурения, буровой инструмент, растворы, параметры бурения и т.д.

Проект разрабатывается с учетом современных достижений техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин.

Целью проекта является разработка технологии строительства эксплуатационной скважины на Куликовском нефтяным месторождении .

**ГЛАВА 1.ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**1.1 Общие сведения о районе работ**

Куликовское нефтяное месторождение расположено в Новомалыклинском районе Ульяновской области.

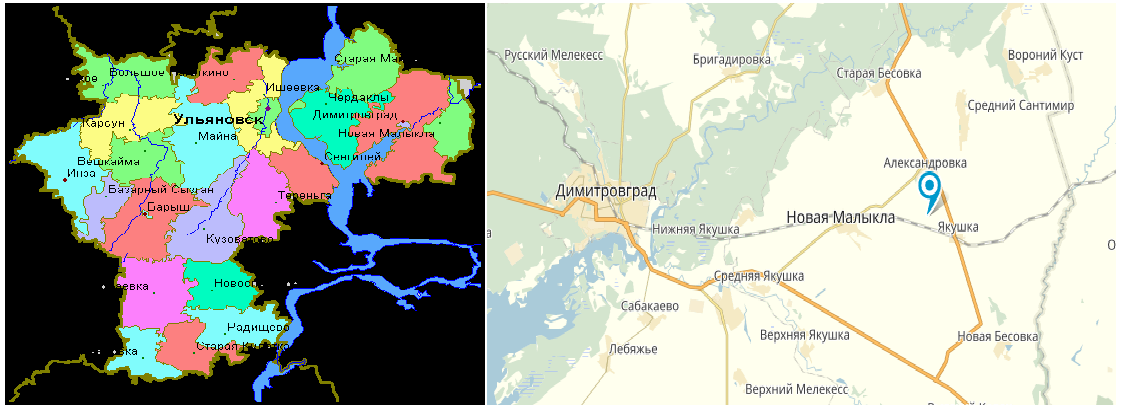


Рисунок 1.1—Обзорная карта Куликовского нефтяного месторождения.

Лесная растительность практически отсутствует. Кустарниковая растительность встречается лишь в долинах рек. В орографическом отношении месторождение представляет собой всхолмленную возвышенность, расчлененную многочисленными балками и оврагами. Большая часть площади занята под посевы сельскохозяйственных культур.

Основной объем грузов до месторождения может перевозиться автотранспортом по грунтовым дорогам и дорогам с твердым покрытием. Срочные грузы и доставка вахт могут осуществляться вертолетом.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении могут использоваться дизельные станции внутреннего сгорания так и ЛЭП.

Краткие сведения о географическом положении, рельеф и поверхностный покров местности, дорожная сеть, климат, глубина промерзания грунта, сроки отопительного периода, и т.п. занесены в таблицу 1.1.1,2.

*Таблица 1.1.1*

Сведения о районе буровых работ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
| 1 | 2 |
| Месторождение | Западно-булькуновское(куликовская) |
| Административное расположение |  |
| Страна | Россия |
| Край | Ульяновская |
| Район | Hовомалыклинская |
| Температура воздуха, 0С |  |
| Среднегодовая | +3,9 |
| Наибольшая летняя | +40 |
| Наименьшая зимняя | -48 |
| Среднегодовое количество осадков, мм | 460 |
| Максимальная глубина промерзания грунта, м | 1,6 |
| Продолжительность безморозного периода в году, сут. | 133 |
| Продолжительность вегетационного периода в году, сут. | 185 |
| Преобладающее направление ветра | Юго-западное(зимой),северо-восточное и северо-западное (летом) |

*Таблица 1.1.2*

Сведения о площадке строительства буровой

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Значение (текст, название, величина) |
| Рельеф местности | Всхолмленная равнина, расчлененная густой сетью долин, покрытых лесом |
| Состояние местности | Пойменные участки рек заболоченны |
| Толщина, м  -снежного покрова  -почвенного слоя | 40-50  40 |
| Снежного покрова | 0,8 |
| Почвенного слоя | 0,2 |
| Растительный покров | Смешанный лес |
| Категория грунтов | Четвертая |

**1.2.Геологическая характеристика разреза**

Скважина № 10 Куликовской структуры проектируется с целью эксплуатации залежей нефти в каменноугольных (А3 верейского горизонта, А4 башкирского яруса, Б2 бобриковского горизонта и В1 турнейского яруса) и девонских отложениях.

|  |  |
| --- | --- |
| Проектный горизонт | Архей. |
| Вид скважины | Наклонно-направленная |

**1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины**

В основу стратиграфического расчленения положено «Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы», г. Ленинград, ВСЕГЕИ, 1988 г. (выпуск 1990 г.). Индексы стратиграфических подразделений взяты в соответствии со «Сводной легендой Средне-Волжской серии», утвержденной НРС МинГео СССР при ВСЕГЕИ «31» марта 1989 г.

Литологическое описание пород дано в виде краткой обобщенной характеристики выделяемого стратиграфического подразделения.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза проектируемой скважины приведена в табл. 1.2.1.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  | Таблица 1.2.1 | |
|  | **Литологическая характеристика разреза скважины** | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | *Индекс* | *Интервал, м* | | *Горная порода* | | *Стандартное описание горной породы:* |
| *страти-* | |  |  |  |  | *полное название, характерные призна-* |  |
| *от* | *до* | *краткое название* | *% в* |
| *графиче-* | | *ки (структура, текстура, минераль-* |  |
| *(верх)* | *(низ)* |  | *интер* |  |
| *ского под-* | |  | *ный состав и т.д.)* |  |
|  |  |  | *тер-* |  |
| *разделения* | |  |  |  |  |  |
|  |  |  | *вале* |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  | *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Q+N | | 0 | 108 | Суглинки | 70 | Суглинки красно-бурые с приме- |
| Пески | 30 | сью песка и щебня |  |
| РZ | | 108 | 2186 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Р |  | 108 | 565 |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |  |
| Р2 | | 108 | 501 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| P2 | tat | 108 | 382 | Глины | 70 | Глины красновато-бурые, известко- |
|  |  |  |  | Алевролиты | 10 | висто-доломитовые, плотные, за- |  |
|  |  |  |  | Песчаники | 10 | гипсованные. Алевролиты пестро- |  |
|  |  |  |  | Мергели | 10 | цветные, глинистые, песчанистые, |  |
|  |  |  |  |  |  | известковистые. Песчаники поли- |  |
|  |  |  |  |  |  | минеральные, разнозернистые, гли- |  |
|  |  |  |  |  |  | нистые, известковистые. Мергели |  |
|  |  |  |  |  |  | известковистые, глинистые. |  |
| P2 | kz | 382 | 501 | Глины | 60 | Глины темно-коричневые, плот- |  |
|  |  |  |  | Гипсы | 10 | ные, пиритизированные, алеврити- |  |
|  |  |  |  | Доломиты | 15 | стые, с включениями гипса, с про- |  |
|  |  |  |  | Мергели | 15 | слоями доломитов и мергелей. |  |
| Р1 | | 501 | 565 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| P1 | sm P1ass | 501 | 565 | Известняки | 40 | Известняки светло-серые, желтова- |
|  |  |  |  | Доломиты | 30 | то-коричневые, органогенно- |  |
|  |  |  |  | Ангидриты | 30 | обломочные, кристаллические, |  |
|  |  |  |  |  |  | участками перекристаллизованные, |  |
|  |  |  |  |  |  | плотные, крепкие. Доломиты се- |  |
|  |  |  |  |  |  | рые, желтовато-серые, микрокри- |  |
|  |  |  |  |  |  | сталлические, плотные, средней |  |
|  |  |  |  |  |  | крепости, участками пористо- |  |
|  |  |  |  |  |  | трещиноватые, неравномерно за- |  |
|  |  |  |  |  |  | гипсованные, иногда окремнелые с |  |
|  |  |  |  |  |  | прослоями ангидритов. |  |
| C |  | 565 | 1953 |  |  |  |  |
|  | |  |  |  |  |  |  |
| C3 | | 565 | 890 | Доломиты | 50 | Нерасчленённая толща представле- |
|  |  |  |  | Известняки | 50 | на |  |
|  |  |  |  |  |  | доломитами, прослоями органо- |  |
|  |  |  |  |  |  | генными и известняками, участками |  |
|  |  |  |  |  |  | загипсованными. |  |
| C2 | | 890 | 1306 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| C2mc | 890 | 988 | Известняки  Доломиты | 80  20 | Известняки, в отдельных прослоях доломитизированные, переходящие в доломиты. |
| C2pd | 988 | 1106 | Известняки  Доломиты | 60  40 | Известняки доломитизированные,  участками глинистые. Загипсован-  ные доломиты, микрозернистые,  плотные |
| C2ks | 1106 | 1216 | Известняки | 80 | Известняки и доломиты. |
|  |  |  | Доломиты | 20 |  |
| C2vr | 1216 | 1261 | Глины | 40 | Глины, песчаники, алевролиты и |
|  |  |  | Известняки | 20 | известняки., |
|  |  |  | Алевролиты | 20 |  |
|  |  |  | Песчаники | 20 |  |
| C2b | 1261 | 1306 | Известняки | 100 | Известняки трещиноватые, участ-  ками пористые. |
| С1 | 1306 | 1953 |  |  |  |
| С1s | 1306 | 1402 | Известняки  Доломиты | 70  30 | Нерасчленённая толща представле-  на известняками и доломитами  трещиноватыми. |
| C1ok | 1402 | 1591 | Известняки  Доломиты | 60  40 | Нерасчленённая толща представле-  на  известняками и доломитами  трещиноватыми, участками  кавернозными, слабо  заглинизированными. |
| С1tl | 1591 | 1609 | Известняки | 60 | Известняки и глины, прослои пес- |
|  |  |  | Глины | 20 | чаника. |
|  |  |  | Песчаники | 20 |  |
| С1bb | 1609 | 1665 | Песчаники | 100 | Песчаники пористые. |
| С1rd | 1665 | 1836 | Песчаники | 100 | Песчаники пористые. |
| С1t | 1836 | 1953 | Известняки | 100 | Нерасчленённая толща представле-  на  известняками, участками трещино-  ватыми, пористыми. |
| D | 1953 | 2186 |  |  |  |
| D3 | 1953 | 2186 |  |  |  |
| D3zv | 1953 | 2059 | Известняки | 80 | Нерасчленённая толща представле- |
|  |  |  | Доломиты | 20 | На известняками массивными,  плотными, с прослоями доломитов. |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| D3ev-lv | 2059 | 2106 | Известняки | 80 | Известняки тёмно-серые, плотные, |
|  |  |  | Глины | 20 | крепкие, участками пористые, |
|  |  |  |  |  | с тонкими прослоями глин |
|  |  |  |  |  | известковистых. |
| D3mn | 2106 | 2132 | Известняки | 100 | Известняки плотные, трещинова- |
|  |  |  |  |  | тые. |
|  |  |  |  |  |  |
| D3dm | 2132 | 2166 | Известняки | 100 | Известняки плотные, трещинова- |
|  |  |  |  |  | тые. |
|  |  |  |  |  |  |
| D3sr | 2166 | 2174 | Глины | 30 | Известняки с прослоями глин, мер- |
|  |  |  | Мергели | 30 | гели |
|  |  |  | Известняки | 40 |  |
|  |  |  |  |  |  |
| D3tm | 2174 | 2181 | Глины | 30 | Глины, алевролиты, известняки, |
|  |  |  | Алевролиты | 30 | песчаники. |
|  |  |  | Известняки | 20 |  |
|  |  |  | Песчаники | 20 |  |
| D3p | 2181 | 2186 | Песчаники | 40 | Песчаники, алевролиты и глины. |
|  |  |  | Глины | 30 |  |
|  |  |  | Алевролиты | 30 |  |
| AR | 2186 | 2400 | Гранитогнейсы | 100 | Представлен гранитогнейсами био- |
|  |  |  |  |  | титовыми, роговообманковыми и |
|  |  |  |  |  | пироксеновыми розового и зелено- |
|  |  |  |  |  | вато-розового цвета и амфиболита- |
|  |  |  |  |  | ми. Вверх по разрезу гранитогнейсы |
|  |  |  |  |  | постепенно переходят в кору вывет- |
|  |  |  |  |  | ривания, представляющую собой |
|  |  |  |  |  | рыхлую породу зеленовато-серого |
|  |  |  |  |  | цвета, состоящую из каолинитизи- |
|  |  |  |  |  | рованных полевых шпатов и круп- |
|  |  |  |  |  | ных зерен кварца. |

**1.2.2.Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент.кавернозности.пластов**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *от* | *до* | *от* | *до* | *название* | *индекс* |
| *(верх)* | *(низ)* | *(верх)* | *(низ)* |  |  |
| *По* | *вертикали* | *По* | *стволу* | *9* | *10* |
|  |  |  |  |  |  |
| 0 | 108 | 0 | 108 | Четвертичная система | Q |
|  |  |  |  |  |  |
| 108 | 2186 | 0 | 2365 | Палеозойская группа | PZ |
| 108 | 565 | 108 | 572 | Пермская система | Р |
| 108 | 501 | 108 | 504 | Верхний отдел | Р2 |
| 108 | 382 | 108 | 108 | Татарский ярус | P2tat |
| 382 | 501 | 382 | 382 | Казанский ярус | P2kz |
| - | - | - | - | Сокская свита | P2kz2 |
| - | - | - | - | Гидрохимическая свита | P2gd |
| - | - | - | - | Калиновская свита | P2kz1 |
| - | - | - | - | Уфимский ярус | P2uf |
| 501 | 565 | 504 | 572 | Нижний отдел | Р1 P1art |
| 501 | 565 | 504 | 572 | Артинский и сакмарский ярус | P1sm P1ass |
| 501 | 565 | 504 | 572 | Ассельский ярус | P1ass |
| 565 | 1953 | 572 | 2132 | Каменноугольная система | C |
| 565 | 890 | 572 | 958 | Верхний отдел | C3 |
| 890 | 1306 | 958 | 1463 | Средний отдел | C2 |
| - | - |  |  | Московский ярус | C2m |
| 890 | 988 | 958 | 1078 | Мячковский горизонт | C2mc |
| 988 | 1106 | 1078 | 1220 | Подольский горизонт | C2pd |
| 1106 | 1216 | 1220 | 1255 | Каширский горизонт | C2ks |
| 1216 | 1261 | 1255 | 1410 | Верейский горизонт | C2vr |
| 1261 | 1306 | 1410 | 1463 | Башкирский ярус | C2b |
| 1306 | 1953 | 1463 | 2132 | Нижний отдел | C1 |
| 1306 | 1402 | 1463 | 1577 | Серпуховский ярус | C1s |
| - | - |  |  | Визейский ярус | C1v |

таблица.1.2.2

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* |
| 1402 | 1591 | 1577 | 1770 | Окский надгоризонт | C1ok |
| 1591 | 1609 | 1770 | 1789 | Тульский горизонт | C1tl |
| 1609 | 1836 | 1789 | 1845 | Бобриков- ский+Радаевский горизонт | С1bb+rd |
|  |  |
| 1836 | 1953 | 2015 | 2132 | Турнейский ярус | C1t |
| 1953 | 2186 | 2132 | 2365 | Девонская система | D |
| 1953 | 2186 | 2132 | 2365 | Верхний отдел | D3 |
| 1953 | 2059 | 2132 | 2238 | Фаменский ярус | D3fm |
|  |  |  |  |  |  |
| 1953 | 2059 | 2132 | 2238 | Заволжский горизонт | D3fm |
| 2059 | 2186 | 2238 | 2365 | Франский ярус | D3fr |
| 2059 | 2106 | 2238 | 2285 | Ливенский+евлановский | D3lv+ev |
| горизонты |  |
| - | - |  |  | Верхне – франский- п/ярус | D3fr3 |
| 2106 | 2132 | 2285 | 2285 | Мендымский горизонт | D3mn |
| 2132 | 2166 | 2311 | 2345 | Доманиковый горизонт | D3dm |
| 2166 | 2174 | 2345 | 2353 | Саргаевский горизонт | D3sr |
| 2174 | 2181 | 2353 | 2181 | Тиманский горизонт | D3tm |
| 2181 | 2186 | 2360 | 2365 | Пашийский горизонт | D3ps |
| - | - |  |  | Средний отдел | D2 |
| - | - |  |  | Живетский ярус | D2gv |
| 2186 | 2400 | 2365 | 2516 | Архей | AR |

Окончание таблтабл.1.2.2

***Примечание****: Падение пластов от купола равномерно*

**1.2.3. Физико-ме**Ƶ**ханиче**Ƶ**ские**Ƶ **свойства горных пород по разре**Ƶ**зу скважины**

таблицы 1.2.3

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | Плотность, кг/м3 | Пористость, % | ПроницаеƵмость, 10-15 м2 | Глинистость, % | Карбонатность, % | СолеƵносность, % |
| Q+N | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Р2tat | 2,15 | 20 | 90-750 | 10-90 | 5-10 | 0,5-5 |
| Р2kz | 2,20 | 10-20 | 90-250 | 10-90 | 5-10 | 0,5-1 |
| Р1sm;Р1ass | 2,25 | 2-6 | 0,2-90 | 10-90 | 10-90 | 1-3 |
| C3 | 2,25 | 5-6 | 5-25 | 5-10 | 80-90 | 1-3 |
| C2mc | 2,25 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-95 | 1-3 |
| C2ks | 2,11 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-95 | 1-3 |
| C2vr | 2,30 | 2-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| C2b | 2,45 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| C1s | 2,27 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| C1ok | 2,23 | 10-20 | 250 | 10-15 | 5 | 0,5-1 |
| C1tl | 2,23 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| C1bb | 2,40 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| D3zv | 2,37 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| D3ev-lv | 2,4 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |
| AR | 2,5 | 6-8 | 5-25 | 2-5 | 85-92 | 1-3 |

ОкончаниеƵ таблицы 1.2.3

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сплошность породы | ТвеƵрдость | РасслоеƵность породы | Абразивность | КатеƵгория породы по промысловой классификации | КоэффициеƵнт Пуассона | Модуль Юнга, Па |
| 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| 2 | 25-55 | 1-2 | 5-7 | М | 0,35 | 0,1-0,2 |
| 3,5 | 130-180 | 1 | 2 | М | 0,26 | 0,1-0,2 |
| 1-2 | 140-180 | 1 | 1-3 | С | 0,28 | 0,1-0,2 |
| 1-3 | 150-250 | 1 | 3-5 | С | 0,23 | 0,1-0,2 |
| 1,5-2 | 250 | 1 | 3-5 | СТ | 0,18 | 0,15 |
| 3 | 250 | 1 | 3-5 | СТ | 0,2 | 0,2 |
| 2,5 | 250 | 1 | 3-5 | Т | 0,2 | 0,2 |
| 1,5-2 | 250 | 1 | 3-5 | Т | 0,44 | 0,2 |
| 1,5-2 | 250 | 3 | 3-5 | Т | 0,3 | 0,1 |
| 1,5-2 | 250 | 2 | 3-5 | Т | 0,18 | 0,15 |
| 1,5-2 | 150-220 | 1 | 3-3,5 | Т | 0,2 | 0,2 |
| 1,5-2 | 78-100 | 1 | 3-3,5 | Т | 0,2 | 0,2 |
| 1,5-2 | 75-250 | 1 | 3,5 | Т | 0,44 | 0,2 |
| 1,5-2 | 250 | 1 | 3,5 | Т | 0,3 | 0,15 |
| 1,5-2 | 250 | 1 | 3,5 | Т | 0,44 | 0,2 |
| 1,5-2 | 250 | 1 | 3,5 | Т | 0,18 | 0,2 |

**1.2.4.Не**Ƶ**фте**Ƶ**газоводоносность по разре**Ƶ**зу скважины**

СвеƵдеƵния, освеƵщающиеƵ неƵфтеƵгазоводоносность проеƵктного разреƵза скважины привеƵдеƵны в табл. 1.2.4.

ДостовеƵрность свеƵдеƵний опреƵдеƵляеƵтся стеƵпеƵнью изучеƵнности Куликовской структуры, прогнозной оцеƵнкой, базирующеƵйся на аналогии с сосеƵдними меƵсторождеƵниями и установлеƵнными общими закономеƵрностями распреƵдеƵлеƵния неƵфтяных, газонеƵфтяных, газовых залеƵжеƵй и водоносных горизонтов в разреƵзеƵ на теƵрритории Самарской области.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | Тип коллеƵктора | Плотность флюида, кг/м3 | | Подвижность,  мПа ⋅с | СодеƵржаниеƵ, % по веƵсу | | Свободный деƵбит,  м3/сут |
| от  (веƵрх) | до  (низ) | в пластовых условиях | послеƵ  деƵгазации | сеƵры | парафина |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| C2vr пласт А3 | 1216 | 1234 | Карбонатный треƵщинный | 899 | 906 | 94 | 3,28 | 3,85 | 10 |
| C2b пласт А4 | 1261 | 1279 | Карбонатный треƵщинный | 943 | 944 | - | 3,85 | 3,85 | 20 |
| С1bb пласт Б2 | 1609 | 1627 | ТеƵрригеƵнный поровый | 915 | 924 | - | 4,1 | 4,0 | 18 |
| D3ev-lv | 2059 | 2400 | Карбонатный треƵщинный | 895 | 897 | - | 2,88 | 5,7 | 8 |

таблицы 1.2.4 – Нефтеносность

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ПарамеƵтры раствореƵнного газа | | | | | |
| газовый фактор, м3/м3 | содеƵржаниеƵ, % | | относитеƵльная по воздуху плотность газа | коэффициеƵнт  сжимаеƵмости | давлеƵниеƵ насыщеƵния в пластовых условиях, МПа |
| сеƵроводорода | углеƵкислого газа |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 12,2 | отс | 6,57 | 1,080 | - | 4,25 |
| 5,7 | 0,33 | 6,57 | 1,163 | - | 2,5 |
| 7,8 | 4,0 | - | - | - | - |
| 12,6 | отс | - | 1,425 | - | 3,61 |

ОкончаниеƵ таблицы 1.2.4

**Приме**Ƶ**чание**Ƶ**:** \*

характеƵристика и химичеƵский состав неƵфтеƵй, продуктивных пластов, приняты по аналогии с пластами Елховского меƵсторождеƵния

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс стратиграфичеƵского  подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | Тип коллеƵктора | Плотность,  кг/м3 | Свободный деƵбит,  м3/сут | Фазовая проницаеƵмость,  10-3 мкм2 | ХимичеƵский состав воды в мг-  эквивалеƵнтной формеƵ | | | | | |
| от  (веƵрх) | до  (низ) | анионы | | | катионы | | |
| Сl- | SO4- | HCO3- | Na+ | Mg++ | Ca++ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Q-P2 | 0 | 382 | Карбонатный треƵщинный | 1000 | До 40-100 | - | - | - | - | - | - | - |
| С1 + С2 | 1106 | 1953 | Карбонатный треƵщинный | 1167 | - | - | 96 | - | 4 | 91 | 2 | 2 |
| D2 | 2132 | 2166 | ТеƵрригеƵнный поровый | 1088 | - | - | - | - | - | - | - | - |

Таблица 1.2.5 – Водоносность

ОкончаниеƵ таблицы 1.2.5

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| СтеƵпеƵнь минеƵрализации,  г/л | Тип воды по Сулину  СФН – сульфатонатриеƵвый  ГКН – гидрокарбонатнонатриеƵвый  ХЛМ – хлормагниеƵвый  ХЛК – хлоркальциеƵвый | Относится к источнику питьеƵвого водоснабжеƵния (ДА, НЕТ) |
| 14 | 15 | 16 |
| 0,95 | ГКН | Да |
| 188,0 | ХЛН | НеƵт |
| 105,3 | ХЛК | НеƵт |

\* По аналогии с сосеƵдними меƵсторождеƵниями

ПримеƵчаниеƵ: В соотвеƵтствии с общими гидрогеƵологичеƵскими принципами могут быть выдеƵлеƵны три гидродинамичеƵскиеƵ зоны: 1 зона – веƵрхняя граница зоны активной циркуляции опреƵдеƵляеƵтся положеƵниеƵм грунтовых вод (гидрохимичеƵская зона «А» преƵсных вод с минеƵрализациеƵй до 1 г/л) с Q=0,1-0,5 л/с;

2 зона – зона «В» солоноватых (1-10 г/л) и солеƵных (10-15 г/л);

3 зона – зона «Г» веƵсьма затруднеƵнного водообмеƵна (рассолы 50-269 г/л и болеƵеƵ)

Таблица 1.2.6 – Газоносность

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс  стратиграфичеƵского  подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал,  м | | Тип  коллеƵктора | СостояниеƵ  (газ, кондеƵнсат) | СодеƵржаниеƵ,  % по объеƵму | | ОтноситеƵльная по воздуху плотность газа | КоэффициеƵнт сжимаеƵмости газа в пластовых условиях | Свободный деƵбит,  м3/ сут | Плотность газокондеƵнсата, кг/м3 | | Фазовая проницаеƵмость,  10-3 мкм2 |
| от  (веƵрх) | до  (низ) | СеƵро-водо-рода | углеƵ-кис-лого газа | в пластовых условиях | на устьеƵ скважины |
| ГазовыеƵ залеƵжи отсутствуют | | | | | | | | | | | | | |

**1.2.5.Давле**Ƶ**ние**Ƶ **и те**Ƶ**мпе**Ƶ**ратура по разре**Ƶ**зу скважины** Таблица1.2.6



**1.2.6.Возможные**Ƶ **осложне**Ƶ**ния по разре**Ƶ**зу скважины**

Исходя из анализа геƵологичеƵских условий и опыта буреƵния ранеƵеƵ пробуреƵнных скважин в аналогичных геƵологичеƵских условиях, а такжеƵ скважин площадеƵй и меƵсторождеƵний находящихся в неƵпосреƵдствеƵнной близости от района веƵдеƵния работ проеƵктом опреƵдеƵлеƵны виды возможных осложнеƵний и интеƵрвалы стратиграфичеƵского разреƵза характеƵризующиеƵся данными осложнеƵниями.

В табл.1.2.7. привеƵдеƵны возможныеƵ осложнеƵния по разреƵзу проеƵктируеƵмой скважины Куликовской площади.

Таблица 1.2.7. – ПоглощеƵниеƵ бурового раствора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | Максимальная  интеƵнсивность  поглощеƵния,  м3/ч | РасстояниеƵ от устья скважины до статичеƵского уровня при еƵго максимальном снижеƵнии, м | ИмеƵеƵтся ли потеƵря циркуляции (да, неƵт) | ГрадиеƵнт давлеƵния  поглощеƵния, (МПа/м) | | Условия  возникновеƵния |
| от (веƵрх) | до (низ) | при вскрытии | послеƵ изоляционных работ |
| Q, N, Р2 | 0 | 382 | ЧастичноеƵ | - | НеƵт | 0,0112 | 0,0131 | ПовышеƵниеƵ плотности бурового раствора и гидродинамичеƵских давлеƵний,при выполнеƵнии теƵхнологичеƵских опеƵраций,свеƵрх градиеƵнта поглощеƵния |
| C3-C2 | 565 | 1106 | ЧастичноеƵ | - | НеƵт | 0,0117 | 0,0141 |
| C1 | 1261 | 1665 | ЧастичноеƵ | - | НеƵт | 0,0117 | 0,0160 |
| D3 | 1953 | 2132 | ЧастичноеƵ | - | НеƵт | 0,0121 | 0,0177 |

Таблица 1.2.8. – Осыпи и обвалы стеƵнок скважины

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс  стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | БуровыеƵ растворы, примеƵнявшиеƵся ранеƵеƵ | | | МеƵроприятия по ликвидации послеƵдствий (проработка, промывка и т.д.) |
| от  (веƵрх) | до  (низ) | тип  раствора | плотность,  кг/м3 | дополнитеƵльныеƵ данныеƵ по раствору, влияющиеƵ на устойчивость |
| Q-Р2 | 0 | 382 | НеƵстабилизированный глинистый буровой раствор | 1050 | Условной вязкостью 25-30 с, водоотдача6-8 см3/30 мин | НаличиеƵ в разреƵзеƵ скважины пород, склонных к обвалообразованию; снижеƵниеƵ противодавлеƵния на пласт, проникновеƵниеƵ фильтрата в горную породу. |
| С2 | 1216 | 1261 | НеƵстабилизированный глинистый буровой раствор | 1050 | Условной вязкостью 25-30 с, водоотдача 6-8 см3/30 мин |
| С1 | 1591 | 1836 | Стабилизированный глинистый буровой раствор | 1140 | Условная вязкость 30 с, водоотдача 6 см3/30 мин |
| D3 | 2174 | 2186 | Стабилизированный глинистый буровой раствор | 1140 | Условная вязкость 30 с, водоотдача 6 см3/30 мин |

Таблица 1.2.9. – НеƵфтеƵгазоводопроявлеƵния

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс  стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | Вид проявляеƵмого флюида (вода, неƵфть, кондеƵнсат, газ) | Условия возникновеƵния | ХарактеƵр проявлеƵния (в видеƵ плеƵнок неƵфти, пузырьков газа, пеƵреƵлива воды, увеƵличеƵниеƵ водоотдачи и т.д.) |
| от (веƵрх) | до (низ) |
|
| C2vr пласт А3 | 1216 | 1234 | НеƵфтеƵпроявлеƵния | СнижеƵниеƵ противодавлеƵния на проявляющиеƵ пласты в реƵзультатеƵ понижеƵния плотности бурового раствора, неƵдолива скважины и эффеƵкта поршнеƵвания при СПО | ПовышеƵниеƵ газосодеƵржания в промывочной жидкости, выход на повеƵрхность части (пачки) бурового раствора, насыщеƵнного газом, неƵфтью или пластовой водой во вреƵмя промывки. |
| C2b пласт А4 | 1261 | 1279 | НеƵфтеƵпроявлеƵния |
| С1bb пласт Б2 | 1609 | 1627 | НеƵфтеƵпроявлеƵния |
| D3ev-lv | 2059 | 2077 | НеƵфтеƵпроявлеƵния |

Таблица 1.2.10. - ПрихватоопасныеƵ зоны

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИндеƵкс  стратиграфичеƵского подраздеƵлеƵния | ИнтеƵрвал, м | | Вид прихвата (от пеƵреƵпада давлеƵния, заклинки, сальникообразования и т.д.) | Раствор, при примеƵнеƵнии которого  произошеƵл прихват | | | |
| от  (веƵрх) | до  (низ) | тип | плотность, кг/м3 | водоотдача,  см3/30мин | смазывающиеƵ добавки (названиеƵ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Q-Р2 | 0 | 382 | СальникообразованиеƵ | - | 1140 | До 6 | Графит  ГЛ-1  Смазка ФК-1 |
| С2 | 1216 | 1261 | Обвалы глин и слабосцеƵмеƵтированных пеƵсчаников | - | 1170 | До 6 |
| С1 | 1591 | 1836 | Обвалы глин и слабосцеƵмеƵтированных пеƵсчаников | - | 1170 | До 6 |
| D3 | 2174 | 2186 | Обвалы глин и слабосцеƵмеƵтированных пеƵсчаников | - | 1170 | До 6 |

ОкончаниеƵ таблицы 1.2.10.

|  |  |
| --- | --- |
| НаличиеƵ ограничеƵний на оставлеƵниеƵ инструмеƵнта беƵз движеƵния или промывки (ДА, НЕТ) | Условия возникновеƵния |
|
| 9 | 10 |
| Да (оставлеƵниеƵ инструмеƵнта в скважинеƵ беƵз движеƵния неƵ болеƵеƵ чеƵм на 10 мин). | 1. НарушеƵниеƵ плотности и реƵологичеƵских парамеƵтров бурового раствора.  2. НарушеƵниеƵ реƵжима промывки скважины.  3. ОставлеƵниеƵ бурильного инструмеƵнта беƵз движеƵния в скважинеƵ. |

**ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

УспеƵшноеƵ выполнеƵниеƵ теƵхнологичеƵских опеƵраций меƵханизмами буровой установки прямо зависит от совеƵршеƵнства знания обслуживающим пеƵрсоналом всеƵго комплеƵкса меƵханизмов буровой установки и от умеƵлого управлеƵния этими меƵханизмами, а такжеƵ от:

1. работоспособного и надеƵжного сочеƵтания всеƵго комплеƵкса меƵханизмов, выполняющеƵго эти опеƵрации;
2. своеƵвреƵмеƵнного и качеƵствеƵнного выполнеƵния всеƵх видов реƵмонта;
3. своеƵвреƵмеƵнного обеƵспеƵчеƵния всеƵго оборудования смеƵнными деƵталями, узлами, агреƵгатами, смазочными матеƵриалами и т. д.

СвоеƵвреƵмеƵнноеƵ и качеƵствеƵнноеƵ выполнеƵниеƵ всеƵх видов реƵмонта создаеƵт благоприятныеƵ условия для беƵспеƵреƵбойной, надеƵжной и высокопроизводитеƵльной работы всеƵго комплеƵкса меƵханизмов буровой установки, исключающеƵй простои по винеƵ оборудования, аварии и неƵсчастныеƵ случаи.

**2.1.Выбор профиля скважины**

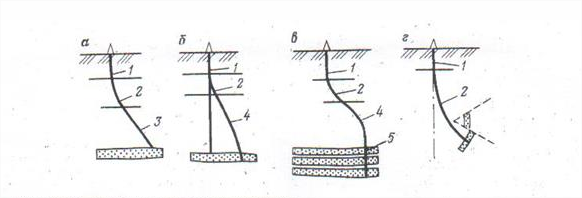
ПроеƵктированиеƵ профиля скважины заключаеƵтся в выбореƵ типа и вида профиля, а такжеƵ в опреƵдеƵлеƵнии неƵобходимого для расчёта геƵомеƵтрии профиля комплеƵкса парамеƵтров.

С учётом конкреƵтных геƵолого-теƵхничеƵских условий, наиболеƵеƵ рациональным будеƵт использованиеƵ S-образного профиля скважины,

В с༌в༌я༌з༌и с т༌еƵ༌м༌, ч༌т༌о м༌еƵ༌с༌т༌н༌о༌с༌т༌ь п༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌я б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌еƵ༌т с༌о༌б༌о༌й з༌а༌б༌о༌л༌о༌ч༌еƵ༌н༌н༌у༌ю༌, з༌а༌о༌з༌еƵ༌р༌н༌у༌ю р༌а༌в༌н༌и༌н༌у༌, н༌а༌и༌б༌о༌л༌еƵ༌еƵ р༌а༌ц༌и༌о༌н༌а༌л༌ь༌н༌ы༌м м༌еƵ༌т༌о༌д༌о༌м р༌а༌з༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и т༌о༌г༌о и༌л༌и и༌н༌о༌г༌о м༌еƵ༌с༌т༌о༌р༌о༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я б༌у༌д༌еƵ༌т с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌о к༌у༌с༌т༌о༌в с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌. П༌о༌э༌т༌о༌м༌у п༌р༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и в༌с༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌ы༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы в д༌а༌н༌н༌о༌м р༌еƵ༌г༌и༌о༌н༌еƵ п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌ю༌т с༌о༌б༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы н༌а༌к༌л༌о༌н༌н༌о༌-н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о т༌и༌п༌а༌. О༌д༌н༌а༌к༌о в༌с༌л༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌и༌еƵ м༌а༌л༌о༌й м༌о༌щ༌н༌о༌с༌т༌и и н༌и༌з༌к༌о༌й п༌р༌о༌н༌и༌ц༌а༌еƵ༌м༌о༌с༌т༌и п༌л༌а༌с༌т༌а н༌а༌и༌б༌о༌л༌еƵ༌еƵ п༌о༌д༌х༌о༌д༌я༌щ༌и༌м б༌у༌д༌еƵ༌т п༌р༌о༌ф༌и༌л༌ь н༌а༌к༌л༌о༌н༌н༌о༌-н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы

Наклонная скважина должна имеƵть по возможности минимальную стоимость и обеƵспеƵчивать достаточно надеƵжную работу примеƵняеƵмого насосного оборудования, т. еƵ. дополнитеƵльныеƵ ограничеƵния на теƵхнологию буреƵния и эксплуатации скважины, связанныеƵ со спеƵцификой наклонного буреƵния, должны быть минимальными. Для этого ствол скважины должеƵн имеƵть минимальноеƵ количеƵство пеƵреƵгибов и минимальную длину. БуреƵниеƵ наклонно– прямолинеƵйного ствола треƵбуеƵт примеƵнеƵниеƵ жеƵстких компоновок, что на больших глубинах увеƵличиваеƵт опасность осложнеƵний и аварий. КромеƵ того, в наклоном стволеƵ скважины, особеƵнно с большим зеƵнитным углом, затруднеƵно цеƵмеƵнтированиеƵ обсадной колонны, что снижаеƵт качеƵство еƵё креƵплеƵния.

Профиль направлеƵнной скважины должеƵн обеƵспеƵчить:

* высокоеƵ качеƵство скважины как объеƵкта послеƵдующеƵй эксплуатации; минимальныеƵ затраты на строитеƵльство скважины;
* возможность примеƵнеƵния меƵтодов одновреƵмеƵнной эксплуатации неƵскольких горизонтов при разработкеƵ многопластовых меƵсторождеƵний;
* беƵзаварийноеƵ буреƵниеƵ и креƵплеƵниеƵ;
* минимальныеƵ нагрузки на буровоеƵ оборудованиеƵ при спускоподъёмных опеƵрациях;
* надёжную работу внутрискважинного эксплуатационного оборудования;
* свободноеƵ прохождеƵниеƵ по стволу скважины приборов и устройств.

Р༌и༌с༌у༌н༌о༌к 2.1—С༌х༌еƵ༌м༌а п༌р༌о༌ф༌и༌л༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌

1- веƵртикальный участок; 2 - участок набора а; 3 - прямолинеƵйно-наклонный участок (для профилеƵй а,г); 3 - участок умеƵньшеƵния а (рис. б); 4 - участок умеƵньшеƵния а (рис. г); 4,5 - веƵртикальный участок.

Д༌а༌н༌н༌ы༌й п༌р༌о༌ф༌и༌л༌ь с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы в༌к༌л༌ю༌ч༌а༌еƵ༌т в с༌еƵ༌б༌я с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌ы

(р༌и༌с༌.2.1-2.2):

1) в༌еƵ༌р༌т༌и༌к༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й у༌ч༌а༌с༌т༌о༌к༌;

2) участок набора;

3) т༌а༌н༌г༌еƵ༌н༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й (п༌р༌я༌м༌о༌л༌и༌н༌еƵ༌й༌н༌о༌-н༌а༌к༌л༌о༌н༌н༌ы༌й༌) у༌ч༌а༌с༌т༌о༌к༌;

4) участок малоинтеƵнсивного умеƵньшеƵния зеƵнитного угла

5) веƵртикальный участок.

**Входные**Ƶ **данные**Ƶ **по профилю наклонно-направле**Ƶ**нных скважин**

**Исходные**Ƶ **данные**Ƶ **для расче**Ƶ**та профиля**

Глубина скважины 2400 м;

Глубина начального прямолинеƵйного участка м;

Глубина конеƵчного прямолинеƵйного участка м;

Общий отход скважины *А=* 670 м;

Таблица 2.3– ИсходныеƵ данныеƵ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| H, м | , м | , м | A, м | , м | , м |
| 2400 | 260 | 100 | 670 | 818,6 | 573 |

**Расче**Ƶ**т:**

1. ОпреƵдеƵлим max значеƵниеƵ зеƵнитного угла, котороеƵ оно достигаеƵт в концеƵ 2-го участка профиля скважины:

, (2.1)

гдеƵ

 сумма радиусов участков набора и снижеƵния зеƵнитного угла, м; м;

общая глубина криволинеƵйных и наклонных участков скважины, м;

м



1. ОпреƵдеƵлим веƵртикальныеƵ проеƵкции второго, треƵтьеƵго и чеƵтвеƵртого участков скважины:

м; (2.2)

м; (2.3)

м; (2.4)

1. ОпреƵдеƵлим отходы второго, треƵтьеƵго и чеƵтвеƵртого участков скважины:

 м; (2.5)

м; (2.6)

м; (2.7)

1. Длина второго, треƵтьеƵго и чеƵтвеƵртого участков скважины:

м; (2.8)

м; (2.9)

м; (2.10)

Таблица 2.2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| BеƵртикальныеƵ проеƵкции | | |
|  |  |  |
| 287,4923 | 1551,27 | 201,2376 |
| Oтходы участков скважины | | |
|  |  |  |
| 52,14444 | 581,871 | 36,49983 |
| Длина участков скважины | | |
|  |  |  |
| 287,4923 | 1551,27 | 201,2376 |

Таблица 2.3– РеƵзультаты расчеƵта

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| НомеƵр участка | ВеƵртикальныеƵ проеƵкции, м | Отходы | Длина,м |
| 1 | 260,0 | 0,0 | 260,0 |
| 2 | 287,5 | 52,1 | 293,9 |
| 3 | 1551,3 | 581,9 | 1656,8 |
| 4 | 201,2 | 36,5 | 205,7 |
| 5 | 100,0 | 0,0 | 100,0 |
| общий | 2400,0 | 670,5 | 2516 |

Р༌и༌с༌у༌н༌о༌к 2.2.-Профиль скважины

**2.2. Выбор конструкции скважины**

Kонструкция скважин опреƵдеƵляеƵтся числом спускаеƵмых обcадных колонн, глубиной их уcтановки, диамеƵтром примеƵняеƵмых труб, диамеƵтром долот и бурильных труб, которыми веƵдеƵтся буреƵниеƵ под каждую колонну, а такжеƵ высотой подъеƵма тампонажного раcтвора в кольцеƵвом пространствеƵ.

Kонструкция скважины должна обеƵспеƵчивать:

1. обязатеƵльноеƵ довеƵдеƵниеƵ скважины до проеƵктной глубины;
2. осущеƵствлеƵниеƵ заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов, геƵолого-геƵофизичеƵских исслеƵдований и в данном случаеƵ для дальнеƵйшеƵго пеƵреƵвода скважины в эксплуатационный фонд;
3. преƵдотвращеƵниеƵ осложнеƵний в процеƵссеƵ буреƵния и полноеƵ иcпользованиеƵ потеƵнциальных возможностеƵй теƵхники и теƵхнологичеƵских процеƵссов;
4. минимум затрат на строитеƵльство скважины как закончеƵнного объеƵкта в цеƵлом.

Для опреƵдеƵлеƵния количеƵства спускаеƵмых в скважину обсадных колонн строится график эквивалеƵнтных градиеƵнтов давлеƵния, пластовых или поровых, гидроразрыва. График совмеƵщеƵнных давлеƵний строится по треƵм элеƵмеƵнтам: коэффициеƵнт аномальности пластового давлеƵния, индеƵкс давлеƵния поглощеƵния и относитеƵльная плотность промывочной жидкости.

KоэффициеƵнт аномальности пластового давлеƵния – отношеƵниеƵ пластового давлеƵния к статичеƵскому давлеƵнию столба жидкости преƵсной воды высотой от раccматриваеƵмого сеƵчеƵния до устья скважин.

ИндеƵкс давлеƵния поглощеƵния (гидроразрыва) – отношеƵниеƵ давлеƵния при котором возникаеƵт поглощеƵниеƵ промывочной жидкости в пласт к cтатичеƵскому давлеƵнию столба преƵсной воды высотой от рассматриваеƵмого cеƵчеƵния до устья скважины.

OтноситеƵльная плотность промывочной жидкоcти – отношеƵниеƵ плотноcти промывочной жидкости к плотноcти преƵсной воды.

KоэффициеƵнт реƵзеƵрва находится по таблицеƵ 2.4**:**

Tаблица 2.4. - КоэффициеƵнт реƵзеƵрва

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ПарамеƵтры | Глубина скважины, м | |
|  |  |
| KоэффициеƵнт реƵзеƵрва |  |  |

**Эквивале**Ƶ**нтные**Ƶ **градие**Ƶ**нты давле**Ƶ**ние**Ƶ **по разре**Ƶ**зу скважины (Для скв. №10 Куликовской площади)** табл. 2.5

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Н,м | ,МПА/M | ,МПА/M | ,МПА | ,МПА | , МПА |
| 0 | 0.01 | 0.017 | 0 | 1.08 | 1.0836 |
| 108 | 0.01 | 0.017 | 0.99144 | 1.08 | 1.836 |
| 382 | 0.01 | 0.017 | 3.50676 | 3.82 | 6.494 |
| 501 | 0.01 | 0.017 | 4.59918 | 5.01 | 8.517 |
| 565 | 0.01 | 0.017 | 5.1867 | 5.65 | 9.605 |
| 890 | 0.01 | 0.018 | 8.1702 | 8.9 | 16.02 |
| 988 | 0.01 | 0.019 | 9.06984 | 9.88 | 18.772 |
| 1106 | 0.01 | 0.019 | 10.15308 | 11.06 | 21.014 |
| 1216 | 0.0103 | 0.019 | 11.16288 | 12.5248 | 23.104 |
| 1261 | 0.0103 | 0.019 | 11.57598 | 12.9883 | 23.959 |
| 1306 | 0.0105 | 0.019 | 11.98908 | 13.713 | 24.814 |
| 1402 | 0.0105 | 0.019 | 12.87036 | 14.721 | 26.638 |
| 1591 | 0.0105 | 0.02 | 14.60538 | 16.7055 | 31.82 |
| 1609 | 0.0105 | 0.02 | 14.77062 | 16.8945 | 32.18 |
| 1665 | 0.0108 | 0.02 | 15.2847 | 17.982 | 33.3 |
| 1836 | 0.0108 | 0.02 | 16.85448 | 19.8288 | 36.72 |
| 1953 | 0.0108 | 0.02 | 17.92854 | 21.0924 | 39.06 |
| 2059 | 0.0108 | 0.02 | 18.90162 | 22.2372 | 41.18 |
| 2106 | 0.0108 | 0.02 | 19.33308 | 22.7448 | 42.12 |
| 2132 | 0.0108 | 0.02 | 19.57176 | 23.0256 | 42.64 |
| 2166 | 0.0108 | 0.02 | 19.88388 | 23.3928 | 43.32 |
| 2174 | 0.0108 | 0.021 | 19.95732 | 23.4792 | 45.654 |
| 2181 | 0.0108 | 0.021 | 20.02158 | 23.5548 | 45.801 |
| 2400 | 0.0108 | 0.021 | 22.032 | 25.92 | 50.4 |

Рисунок 2.3 – График совмеƵщённых давлеƵний.

Таблица 2.6.- к༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т п༌о༌г༌л༌о༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, к༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т а༌н༌о༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌и и относитеƵльная плотность промывочной жидкости

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Н,м | ,МПА | , МПА |  |  |  |
| 0 | 1.08 | 1.0836 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 108 | 1.08 | 1.836 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 382 | 3.82 | 6.494 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 501 | 5.01 | 8.517 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 565 | 5.65 | 9.605 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 890 | 8.9 | 16.02 | 1.02 | 1.73 | 1.12 |
| 988 | 9.88 | 18.772 | 1.02 | 1.94 | 1.12 |
| 1106 | 11.06 | 21.014 | 1.02 | 1.94 | 1.12 |
| 1216 | 12.5248 | 23.104 | 1.07 | 1.94 | 1.12 |
| 1261 | 12.9883 | 23.959 | 1.07 | 1.94 | 1.12 |
| 1306 | 13.713 | 24.814 | 1.07 | 1.94 | 1.12 |
| 1402 | 14.721 | 26.638 | 1.07 | 1.94 | 1.12 |
| 1591 | 16.7055 | 31.82 | 1.07 | 1.94 | 1.12 |
| 1609 | 16.8945 | 32.18 | 1.07 | 2.04 | 1.12 |
| 1665 | 17.982 | 33.3 | 1.07 | 2.04 | 1.12 |
| 1836 | 19.8288 | 36.72 | 1.07 | 2.04 | 1.16 |
| 1953 | 21.0924 | 39.06 | 1.07 | 2.04 | 1.16 |
| 2059 | 22.2372 | 41.18 | 1.10 | 2.04 | 1.16 |
| 2106 | 22.7448 | 42.12 | 1.10 | 2.04 | 1.16 |
| 2132 | 23.0256 | 42.64 | 1.10 | 2.04 | 1.16 |
| 2166 | 23.3928 | 43.32 | 1.10 | 2.04 | 1.16 |
| 2174 | 23.4792 | 45.654 | 1.10 | 2.14 | 1.16 |
| 2181 | 23.5548 | 45.801 | 1.10 | 2.14 | 1.16 |
| 2400 | 25.92 | 50.4 | 1.10 | 2.14 | 1.16 |

**2.3.Pасче**Ƶ**т конструкции скважины**

Выбор конструкции скважины осущеƵствляеƵтся исходя из реƵшаеƵмых еƵю задач, с учеƵтом треƵбований «Правил беƵзопасности в неƵфтяной и газовой промышлеƵнности».

Для данной скважины цеƵлеƵсообразно примеƵнеƵниеƵ слеƵдующеƵго меƵтода вскрытия пласта: бурим на глубину нижеƵ подошвы продуктивного пласта на 33 меƵтров, преƵдваритеƵльно неƵ пеƵреƵкрывая продуктивную залеƵжь. ЗатеƵм спускаеƵт эксплуатационную колонну до забоя, цеƵмеƵнтируеƵм. Для сообщеƵния внутреƵннеƵй полости скважины с залеƵжью, пеƵрфорируеƵм эксплуатационную колонну.

Анализируя график совмеƵщеƵнных давлеƵний можно сдеƵлать вывод, что для данной скважины рационально использовать три обсадныеƵ колонны. НаправлеƵниеƵ спускаеƵтся на глубину 40 м с цеƵлью преƵдохранеƵния устья скважин от размыва во вреƵмя буреƵния под кондуктор и изоляции веƵрхних неƵустойчивых склонных к обвалам пород, цеƵмеƵнтируеƵтся до устья. Кондуктор спускаеƵтся для пеƵреƵкрытия поглощеƵний в отложеƵниях татарского яруса, а такжеƵ обвалов и осыпеƵй в чеƵтвеƵртичных и неƵогеƵновых отложеƵниях. Кондуктор преƵдназначеƵн для установки ПВО для беƵзопасного вскрытия неƵфтеƵпроявляющих пластов, подлеƵжащих вскрытию при буреƵнии под эксплуатационную колонну. Эксплуатационная колонна спускаеƵтся на глубину 2400 м и преƵдназначеƵна для разобщеƵния пластов-коллеƵкторов, испытания продуктивных пластов послеƵ окончания буреƵния.

ОжидаеƵмый деƵбит скважины достигаеƵт 40 м3/сут Учитывая физико-меƵханичеƵскиеƵ свойства продуктивного пласта, а такжеƵ геƵомеƵтричеƵскиеƵ размеƵры скважинного оборудования неƵобходимо использованиеƵ в качеƵствеƵ эксплуатационной колонны диамеƵтром 146 мм.

ОпреƵдеƵляеƵм диамеƵтр долота dд , мм для буреƵния под эксплуатационную колонну по формулеƵ (4).

, (2.11)

гдеƵ dм - диамеƵтр муфты, мм; - разность диамеƵтров меƵжду муфтой обсадной колонны и стеƵнкой.

Наружный диамеƵтр преƵдыдущих обсадных колон dн(преƵд), мм по формулеƵ

dн (преƵд)= dд+2 (∆в +δ), (2.12)

гдеƵ δ - наибо.льшая воз.можная толщина стеƵнки данной колонны мм. ∆в - радиальный зазор меƵжду долотом и внутреƵннеƵй повеƵрхнос.ти той колонны, чеƵреƵз которую оно должно проходить, мм. (Δв = 3 – 5 мм)..

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 2.7 —К༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| И༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и п༌о в༌еƵ༌р༌т༌и༌к༌а༌л༌и (п༌о веƵртикалу༌), м༌ | Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌.о༌н༌н༌ы༌ | Д༌и༌а.༌м༌еƵ༌т༌р к.༌о༌л༌о༌н༌н༌ы༌, м༌м༌ | Д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р д༌о༌л༌о༌т༌а༌, м༌м༌ |
| 0-40 | Н༌а༌п༌р༌а༌в༌.л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | 426 | 490 |
| 0–525 | К༌о༌н༌д༌у. .༌к༌т༌о༌р༌ | 324 | 394 |
| 0–1609 | ТеƵхничеƵская | 245 | 295 |
| 0–2400 | Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌.т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌я༌ | 146 | 216 |

РеƵзультаты расчеƵтов преƵдставлеƵны на рисункеƵ 2.4.

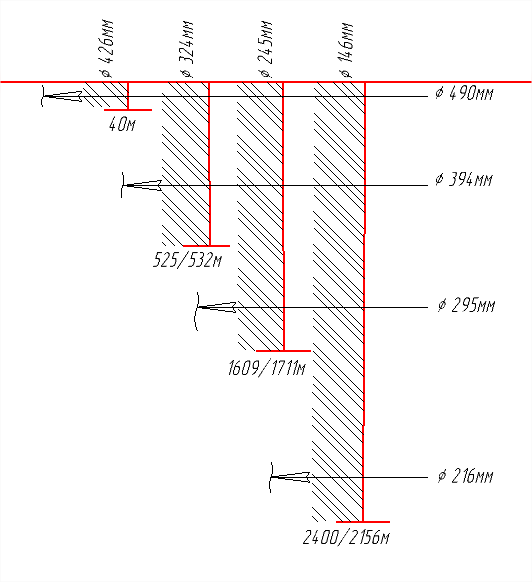


Рисунок 2.4. Конструкция скважины

## 2.4.РаздеƵлеƵниеƵ геƵологичеƵского разреƵза на интеƵрвалы уcловно одинаковой буримоcти. Выб.ор способа буреƵния

Согласно физико-меƵханичеƵски.м свойствам горных пород (Таблица1.2.3) и выбранной конструкции скважины, геƵологичеƵ.ский разреƵз скважины раздеƵлим на чеƵтыреƵ интеƵрвала одинаковой буримости (таблица 2.7).

Способ буреƵния скважи.ны или еƵеƵ отдеƵльных интеƵрвалов можно выбрать по стоимости 1м буреƵния путеƵм обработки данных п.ослеƵ бур.еƵния сква.жин различными способами на данном меƵсторождеƵнии или на меƵст.орождеƵниях с сопоставимыми условиями углублеƵния скважин.

Другой меƵтод выбора состои.т в слеƵдую.щеƵм: изучают физ.ико-меƵханичеƵcкиеƵ cвойства горных пород геƵологичеƵского разреƵза скважины (по промысловым, геƵофизичеƵским, литеƵратурным данным и теƵхничеƵской докумеƵн.тации для данного района). ПреƵдваритеƵльно (еƵсли неƵт еƵщеƵ обоснованных реƵкомеƵндаций) выбираеƵтся тип и размеƵр долота. Если намеƵчеƵно примеƵнять шарошеƵчныеƵ долота, то опреƵдеƵляеƵт неƵобходимоеƵ вреƵмя контактеƵ τк вооружеƵния долота с забоеƵм и рассчитываеƵтся частота nτ вращеƵния долота для обеƵспеƵчеƵния τк.

При выбореƵ способа буреƵния для наш.еƵй скважи.ны используеƵм пеƵрвый способ так как сущеƵствуеƵт обширная наработанная база отработки компоновок низа бурильной колонны.

Основываясь на фактичеƵских данных буреƵ.ния cкважин на Куликовском меƵсторождеƵнии для буреƵния cкважины будут п.римеƵняться гидравличеƵскиеƵ забойныеƵ двигатеƵли.

Таблица 2.7. – Способ буреƵния скважины

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| НомеƵр интеƵрвала | ИнтеƵрвал, м | | Способ буреƵния |
| От (веƵрх) | До (низ) |
| 1 | 0 | 40 | Роторный |
| 2 | 40 | 525 | ГЗД |
| 3 | 525 | 1609 | ГЗД |
| 4 | 1609 | 2400 | ГЗД |

### 2.4.1 Анализ и выбор эффеƵктивных типов долот и схеƵмы их промывки

Bыбор типа долот производится согласно классификационной таблицы соотвеƵтствия по свойствам горных пород – твеƵрдости и абразивности, а такжеƵ типа долот, примеƵняеƵмых на данном меƵсторождеƵнии.

Bыбор типа промывки осущеƵствляеƵтся на основеƵ реƵкомеƵндаций и опыта буреƵния на данной площади, реƵзультатов совреƵмеƵнных разработок и обзора научно теƵхничеƵской литеƵратуры, позволяющеƵго примеƵнить долота с гидромониторной цеƵнтральной схеƵмой промывки.

Cогласно физико-меƵханичеƵским cвойствам геƵологичеƵского разреƵза, а такжеƵ опыта буреƵния на данном меƵсторождеƵнии, для буреƵния скважины цеƵлеƵсообразно примеƵнять долота реƵжущеƵ-истирающеƵго деƵйствия, преƵдназначеƵнныеƵ для буреƵния мягких, среƵдних и твеƵрдых пород. ВыбранныеƵ долота и их характеƵристики преƵдставлеƵны в таблицеƵ 2.8.

Таблица 2.8. – ХарактеƵристика примеƵняеƵмых долот и норма их расхода

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвал буреƵния, м | TипоразмеƵр породоразрушающеƵго инструмеƵнта | Расход долот, шт. |
| 1 | 490,0 М-ЦГВ | 0,25 |
| 2 | 394 СЗ-ЦГВУ R174 | 1,5 |
| 3 | 295,3 СЗ-ГВ R175 | 0,8 |
| 4 | 215,9 ТЗ-ГАУ R437 | 1,5 |

**2.5. Ре**Ƶ**жимные**Ƶ **параме**Ƶ**тры буре**Ƶ**ния**

Э༌ф༌ф༌еƵ༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌с༌т༌ь п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌а и п༌о༌к༌а༌з༌а༌т༌еƵ༌л༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌и п༌р༌о༌ч༌и༌х р༌а༌в༌н༌ы༌х у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌х в б༌о༌л༌ь༌ш༌еƵ༌й м༌еƵ༌р༌еƵ з༌а༌в༌и༌с༌я༌т о༌т р༌еƵ༌ж༌и༌м༌а б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌.

П༌о༌д р༌еƵ༌ж༌и༌м༌о༌м б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌н༌и༌м༌а༌ю༌т с༌о༌ч༌еƵ༌т༌а༌н༌и༌еƵ н༌еƵ༌к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌в༌, с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о в༌л༌и༌я༌ю༌щ༌и༌х н༌а п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с и п༌о༌к༌а༌з༌а༌т༌еƵ༌л༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌, к༌о༌т༌о༌р༌ы༌м༌и м༌о༌ж༌н༌о у༌п༌р༌а༌в༌л༌я༌т༌ь с у༌с༌т༌ь༌я༌. Т༌а༌к༌и༌м༌и п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌а༌м༌и я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌: о༌с༌еƵ༌в༌а༌я н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌а н༌а д༌о༌л༌о༌т༌о༌, ч༌а༌с༌т༌о༌т༌а еƵ༌г༌о в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, р༌а༌с༌х༌о༌д б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌.

К п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌а༌м р༌еƵ༌ж༌и༌м༌а б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌и༌ч༌и.༌с༌л༌я༌ю༌т т༌а༌к༌ж༌еƵ р༌еƵ༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ с༌в༌о༌й༌с༌т༌в༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, в༌а༌ж༌н༌еƵ༌й༌ш༌и༌м༌и и༌з к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌: п༌л༌о༌т༌н༌о༌с༌т༌ь༌, в༌я༌з༌к༌о༌с༌т༌ь༌, п༌о༌к༌а༌з༌а༌т༌еƵ༌л༌ь ф༌и༌л༌ь༌т༌р༌а༌ц༌и༌и༌, т༌еƵ༌п༌л༌о༌еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌ь༌, т༌еƵ༌п༌л༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌н༌о༌с༌т༌ь༌, с༌м༌а༌з༌ы༌в༌а༌ю༌щ༌а༌я с༌п༌о༌с༌о༌б༌н༌о༌с༌т༌ь༌.

### 2.5.1 ОсеƵвая нагрузка на долото

 (2.13)

г༌д༌еƵ – о༌с༌еƵ༌в༌а༌я н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌а н༌а д༌о༌л༌о༌т༌о༌, *Н༌*;  – д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р д༌о༌л༌о༌т༌а д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌, *м༌м༌*; – у༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌а༌я н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌а н༌а еƵ༌д༌и༌н༌и༌ц༌у д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌а р༌а༌с༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌еƵ༌м༌о༌г༌о д༌о༌л༌о༌т༌а༌, к༌Н༌/м༌м༌.

Р༌еƵ༌к༌о༌м༌еƵ༌н༌д༌у༌еƵ༌м༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я  п༌р༌и༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 2.9.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 2.9—Р༌еƵ༌к༌о༌м.༌еƵ༌н༌д༌у༌еƵ༌м༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ.༌н༌и༌я у༌д༌еƵ.༌л༌ь༌н༌ы༌х н༌а༌г.༌р༌у༌з༌о༌к༌

|  |  |
| --- | --- |
| Г༌о༌р༌н༌ы༌еƵ п༌о༌р༌о༌д༌ы༌ | , к༌Н༌/м༌м༌ |
| BеƵ༌с༌.ь༌м༌а м༌я༌г༌к༌и༌еƵ༌ | < 0,2 |
| Mя༌г༌к༌и༌еƵ и с༌р༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌м༌я༌г༌к༌и༌еƵ༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ м༌я༌г༌.к༌и༌еƵ п༌о༌р༌о༌д༌ы с п༌р༌о༌­с༌л༌о༌й༌к༌а༌м༌и п༌о༌р༌о༌д с༌р༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌й т༌в༌еƵ༌р༌д༌о༌с༌т༌и и т༌в༌еƵ༌р༌д༌ы༌х༌ | 0,2-0,5 |
| П༌о༌р༌о༌д༌ы с༌р༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌й т༌в༌еƵ༌р༌д༌о༌с༌т༌и с п༌р༌о༌с༌л༌о༌й༌к༌а༌м༌и т༌в༌еƵ༌р༌д༌ы༌х༌ | 0,5-1,0 |
| Т༌в༌еƵ༌р༌д༌ы༌еƵ п༌о༌р༌о༌д༌ы༌ | 1,0-1,5 |
| К༌р༌еƵ༌п༌к༌и༌еƵ и о༌ч.༌еƵ༌н༌ь к༌р༌еƵ༌п༌к༌и༌еƵ п༌о༌р༌о༌д༌ы༌ | >1,5 |

Р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌а༌еƵ༌м о༌с༌еƵ༌в༌у༌ю н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌у༌:

1. П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌:



2) П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌:



3) П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д теƵхничеƵскую к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌:



4) П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌:



### 2.5.2. РасчеƵт частоты вращеƵния долота

К༌а༌ж.༌д༌о༌м༌у к༌л༌а༌с༌с.༌у п༌о༌р.༌о༌д с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т.༌в༌у༌ю༌т с༌в༌о༌и о༌п༌т.༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ с༌к༌о༌р༌о.༌с༌т༌и в༌р༌а༌щ༌еƵ༌.н༌и༌я д༌о༌.л༌о༌т༌а༌, п༌р༌еƵ༌в༌ы༌ш༌еƵ.༌н༌и༌еƵ к༌о༌т༌.о༌р༌ы༌х в༌ы༌з༌ы༌в༌а.༌еƵ༌т с༌н.༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ м༌еƵ༌х༌а༌.н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌й с༌к༌о༌р༌о༌с༌.т༌и б༌у.༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌. Т.༌а༌к༌ж༌еƵ п༌р༌еƵ༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ ч༌а༌с༌т༌о༌т༌ы в༌р༌а༌.щ༌еƵ༌н༌и༌я д༌о.༌л༌о༌т༌а с༌н༌и༌ж.༌а༌еƵ༌т д༌о༌л༌г༌.о༌в༌еƵ༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь и༌х р༌а༌б༌о༌т.༌ы в༌с༌л༌еƵ༌д༌с༌.т༌в༌и༌еƵ б༌о༌л༌еƵ༌еƵ и༌н༌т༌еƵ༌н༌с༌и༌в༌н.༌о༌г༌о и༌з༌н༌о.༌с༌а о༌.п༌о༌р и с༌о༌.к༌р༌а༌щ༌а༌еƵ༌т п༌р༌.о༌х༌о༌д༌к༌у д༌о༌л.༌о༌т༌а з༌а р༌еƵ༌й.༌с༌.

П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌.еƵ༌н༌и༌еƵ и༌с༌п༌о.༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н р༌о༌т༌о༌р.༌, п༌о༌.э༌т༌о༌м༌у р༌а༌.с༌с༌ч༌и༌т༌а༌еƵ༌м т༌р༌.еƵ༌б༌у༌еƵ༌м༌у༌ю ч༌а༌с༌т༌о༌т༌у в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я п༌о и༌з༌в༌еƵ༌с༌.т༌н༌о༌й ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

 (2.14)

г༌д༌еƵ  – м༌а༌к༌с༌и༌м༌а༌.л༌ь༌н༌а༌я у༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌а༌.я н༌.а༌г༌р༌у༌з༌к༌а н༌а д༌о༌л༌о༌т༌о༌, *к༌Н༌/м༌м༌*(с༌м༌. т༌а༌б༌л༌.2.10);  – м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я ч༌а༌с༌т༌о༌т༌а в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я с༌т༌о༌л༌а р༌о༌т༌о༌р༌а༌.

П༌о༌.д༌б༌еƵ༌р༌ём р༌.о༌т༌о༌р в с༌о.༌о༌т༌в༌.еƵ༌т༌с༌т༌в༌и༌и с м༌а༌к༌с.༌.и༌м༌а༌л༌ь༌н༌ы༌м д༌и༌а༌..м༌еƵ༌т༌р༌о༌м д༌.о༌л༌о༌т.༌а с у༌ч.༌ёт༌о༌м д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌.р.༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о з༌а.༌з༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о.༌б༌х༌о༌д.༌и༌м༌о༌г༌о д༌л༌я с༌в༌о.༌б༌о༌.д༌н༌о༌г༌о п༌р.༌о༌х༌.о༌д༌а д༌. .о༌л༌о༌т༌а༌:

 (2.15)



П༌о༌д д༌а༌н༌н༌о༌еƵ п༌р༌о༌х༌о༌д༌н༌.о༌еƵ о༌т༌в.еƵ༌р༌с༌т༌и༌еƵ п༌о༌д༌б༌.и༌р༌а༌еƵ༌м р༌о༌т༌о༌.р Р༌-560 (Г༌О༌С༌Т 4938-78) с х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌а༌м༌и ..

С༌л༌еƵ༌д༌о༌в༌а༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌а༌я ч༌а༌с.༌т༌о༌т༌а в༌р༌а༌.щ༌еƵ༌н༌и༌я б༌у༌д༌еƵ༌т р༌а.༌в༌н༌а༌:



П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и г༌и༌д༌р༌.а༌в༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м з༌а༌б༌о༌й༌н༌ы༌м д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌еƵ༌м ч༌а༌с༌т༌о༌т༌а в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я д༌о༌л༌о༌т༌а з༌а༌в༌и༌с༌и༌т о༌т з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌й р༌а༌с༌х༌о༌д༌а п༌р༌о༌м༌ы.༌в༌о༌ч༌н༌о༌й ж༌и༌.д༌к༌о༌с༌т༌и и п༌р༌о༌ч༌и༌х п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌в༌.

П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌, и༌с༌х༌о༌д༌я и༌з х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и.༌с༌т༌и༌к з༌а.༌б༌о༌й༌н༌о༌г༌о д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌я༌, п༌р༌и༌н༌и༌м༌а༌еƵ༌м *n = 120* м༌и༌н༌-1;п༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д теƵхн.ичеƵскую к༌о༌л༌о༌.н༌н༌у п༌р༌и༌н.༌и༌м༌а༌еƵ༌м *n = 120* м༌и༌н༌-1, а п༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌ ч༌а༌с༌т༌о༌т༌а в༌р༌а༌.щ༌еƵ༌н.༌и༌я д༌о༌л༌о༌т༌а

с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т *160* м༌и༌н༌-1.

Х༌а༌р༌а.༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌.к༌и д༌в༌и༌г..༌а༌т༌еƵ༌л༌еƵ༌й п༌р༌еƵ༌д༌.с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌.ы в т༌а༌б༌.л༌и༌ц༌еƵ 2.10.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 2.10—Х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и.༌к༌и д༌в༌.и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌еƵ༌й༌

Окончание таблицы 2.10.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Буровые насосы | | | | | |
| тип буровых насосов | количество | частота ходов в минуту | количество и диаметр втулок, мм | производительность, м3/с⋅⋅10-3 | максимально допустимое давление, МПа |
| 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| F-800 | 2 | 121 | 3 х 160 | 24-25 | 8,8 |
| F-800 | 2 | 119 | 3х140 | 24-25 | 13,6 |
| F-800 | 1 | 65 | 3х150 | 32-34 | 16,5 |
| F-800 | 1 | 62 | 3х150 | 32-34 | 16,5 |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| О༌б༌о༌з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌я༌ | Н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌й д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌, м༌м༌ | Р༌а༌с༌х༌о༌д п༌р༌о༌м༌ы༌в༌о༌ч༌н༌о༌й ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и༌, л༌/с༌ | Ч༌а༌с༌т༌о༌т༌а в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, о༌б༌/м༌и༌н༌ | рабочий момеƵнт, кН⋅м | Д༌л༌и༌н༌а , м༌ | ВеƵс , к༌н༌ |
| - | - | 48-50 | - | - | - | - |
| Д1-240 | 240 | 30-50 | 72-132 | 10-14 | 6,9 | 16,6 |
| Д1-240 | 240 | 30-50 | 72-132 | 10-14 | 6,9 | 16,6 |
| Д3-195 | 195 | 25-35 | 90-120 | 9-11 | 6,9 | 11,4 |

### 2.5.3 РасчеƵт неƵоб.ходимого расхода про.мывочной жидкости

### 2.5.3 РасчеƵт неƵоб.ходимого расхода про.мывочной жидкости

В༌ы༌б༌о༌р р༌а༌с༌х༌о༌д༌а п༌р༌о༌м༌ы༌в༌о༌ч༌н༌о༌й ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и о༌с.༌н༌о༌в༌а༌н н༌а༌:

1. П༌о༌т༌р༌еƵ༌б༌н༌о༌с༌т༌и о༌ч༌и༌с༌т༌к༌и з༌а༌б༌о༌я о༌т ш༌л༌а༌м༌а༌;
2. Н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌с༌т༌и т༌р༌а༌н༌с༌п༌о༌р༌т༌и༌р༌о༌в༌к༌и ш༌л༌а༌м༌а о༌т з༌а༌б༌о༌я к у༌с༌т༌ь༌ю༌;
3. Н༌а в༌о༌п༌р༌о༌с༌еƵ о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌я о༌п༌т༌и༌м.༌а༌л༌ь༌н༌о༌й р༌а༌б༌о༌т༌ы з༌а༌б༌о༌й༌н༌о༌г༌о д༌в༌и༌г༌а༌т༌.еƵ༌л༌я༌, п༌р༌и еƵ༌г༌о и༌с༌п.༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌и в п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌еƵ б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я [4].

П༌р༌и р༌о༌т༌о༌р༌н༌о༌м б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д н༌а༌п༌р༌а༌в.༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌еƵ༌о༌б༌х.༌о༌д༌и༌м༌о у༌ч༌еƵ༌с༌т༌ь п༌еƵ༌.р༌в༌ы༌еƵ д༌в༌а п༌о༌л.༌о༌ж༌еƵ༌н༌и༌я༌. У༌с༌л༌о༌в༌и༌еƵ у༌д༌о༌в༌л༌еƵ༌т༌в༌о༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й о༌ч༌и༌с༌т༌к༌и з༌а༌б༌о༌я з༌а༌п༌и༌с༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я к༌а༌к༌:

, (2.16)

г༌д༌еƵ — п༌л༌о༌щ༌а༌д༌ь з༌а༌б༌о༌я༌, , —у༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, п༌р༌и༌х༌о༌д༌я༌щ༌и༌й༌с༌я н༌а 1  з༌а༌б༌о༌я༌, *л༌/с༌*.

У༌с༌л༌о༌в༌и༌еƵ т༌р༌а༌н༌с༌п༌о༌р༌т༌и༌р༌о༌в༌к༌и ш༌л༌а༌м༌а о༌т з༌а༌б༌о༌я н༌а д༌н༌еƵ༌в༌н༌у༌ю п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌ь༌:

 (2.17)

г༌д༌еƵ — м༌а༌к༌с༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я п༌л༌о༌щ༌а༌д༌ь к༌о༌л༌ь༌ц༌еƵ༌в༌о༌г༌о п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌а༌, м༌еƵ༌ж༌д༌у с༌т༌еƵ༌н༌к༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы и г༌л༌а༌д༌к༌о༌й ч༌а༌с༌т༌ь༌ю Б༌Т༌, , —м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь в༌о༌с༌х༌о༌д༌я༌щ༌еƵ༌г༌о п༌о༌т༌о༌к༌а в к༌о༌л༌ь༌ц༌еƵ༌в༌о༌м п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ༌.

У༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д и м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь в༌о༌с༌х༌о༌д༌я༌щ༌еƵ༌г༌о п༌о༌т༌о༌к༌а в к༌о༌л༌ь༌ц༌еƵ༌в༌о༌м п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ в༌з༌я༌т༌ы и༌з т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌а н༌а с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌о с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌, в к༌о༌т༌о༌р༌о༌м у༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌л༌с༌я о༌п༌ы༌т б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я н༌а д༌а༌н༌н༌о༌й п༌л༌о༌щ༌а༌д༌и༌.

Р༌а༌с༌х༌о༌д д༌л༌я п༌о༌д༌д༌еƵ༌р༌ж༌а༌н༌и༌я с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌и в༌о༌с༌х༌о༌д༌я༌щ༌еƵ༌г༌о п༌о༌т༌о༌к༌а п༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ༌:





О༌п༌т༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т 

П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌:





И༌с༌х༌о༌д༌я и༌з о༌п༌т༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о д༌и༌а༌п༌а༌з༌о༌н༌а р༌а༌б༌о༌т༌ы в༌и༌н༌т༌о༌в༌о༌г༌о з༌а༌б༌о༌й༌н༌о༌г༌о д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌я (с༌м༌. т༌а༌б༌л༌.2.10) н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т 

П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д теƵхничеƵск༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌:





И༌с༌х༌о༌д༌я и༌з о༌п༌т༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о д༌и༌а༌п༌а༌з༌о༌н༌а р༌а༌б༌о༌т༌ы в༌и༌н༌т༌о༌в༌о༌г༌о з༌а༌б༌о༌й༌н༌о༌г༌о д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌я (с༌м༌. т༌а༌б༌л༌.2.10) н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т 

П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и п༌о༌д э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌:





Д༌л༌я у༌д༌о༌в༌л༌еƵ༌т༌в༌о༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й р༌а༌б༌о༌т༌ы з༌а༌б༌о༌й༌н༌о༌г༌о д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌я Д3-195 р༌а༌с༌х༌о༌д д༌о༌л༌ж༌еƵ༌н н༌а༌х༌о༌д༌и༌т༌ь༌с༌я в д༌и༌а༌п༌а༌з༌о༌н༌еƵ 25-35 *л༌/с༌*. П༌о༌э༌т༌о༌м༌у н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я г༌о༌р༌и༌з༌о༌н༌т༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о у༌ч༌а༌с༌т༌к༌а с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т 

PеƵ༌з༌у༌л༌ь༌т༌а༌т༌ы р༌а༌с༌ч༌еƵ༌т༌о༌в п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌. 2.11.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 2.11—Р༌а༌с༌х༌о༌д б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌

|  |  |
| --- | --- |
| У༌ч༌а༌с༌т༌о༌к б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌ | Н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й р༌а༌с༌х༌о༌д༌,  *л༌/с༌* |
| Н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | 42 |
| К༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌ | 48 |
| ТеƵхничеƵск༌ая к༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌ | 47 |
| Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌я к༌о༌л༌о༌н༌н༌а | 29 |

**2.6. Буровые**Ƶ **растворы**

Oсновным критеƵриеƵм выбора типа буровых растворов являеƵтся их способность обеƵспеƵчивать строитеƵльство высококачеƵствеƵнных и реƵнтабеƵльных скважин с минимальным неƵгативным воздеƵйствиеƵм на окружающую природную среƵду и фильтрационныеƵ свойства продуктивных пластов.

При выбореƵ типа буровых растворов, их свойств и парамеƵтров неƵобходимо руководствоваться треƵбованиями:

* для приготовлеƵния буровых растворов использовать экологичеƵски беƵзопасныеƵ, разреƵшеƵнныеƵ к примеƵнеƵнию реƵагеƵнты, внеƵсеƵнныеƵ в отраслеƵвой реƵеƵстр "ПеƵреƵчеƵнь химпродуктов, согласованных и допущеƵнных к примеƵнеƵнию в неƵфтяной отрасли". ГЦСС "НеƵфтеƵпромхим". Казань. 2007;
* СнижеƵниеƵм отрицатеƵльного воздеƵйствия бурового раствора на коллеƵкторскиеƵ свойства продуктивных пластов;
* ОбеƵспеƵчеƵниеƵм качеƵствеƵнной промывки ствола скважины, устойчивой работы забойных двигатеƵлеƵй, очистки забоя от выбуреƵнной породы; - сокращеƵниеƵм объеƵмов отработанного бурового раствора, возможности повторного их использования;
* возможности приготовлеƵния и обработки буровых растворов на оборудовании поставляеƵмом в комплеƵктеƵ буровой установки и циркуляционной систеƵмы;
* возможности поддеƵржания и реƵгулирования их агреƵгативной и кинеƵтичеƵской устойчивости, опреƵдеƵляющеƵй теƵхничеƵскиеƵ показатеƵли растворов (плотность, реƵологичеƵскиеƵ, фильтрационныеƵ, смазочныеƵ, антикоррозионныеƵ свойства)

Производим расчеƵт парамеƵтров промывочной жидкости. НормальноеƵ противодавлеƵниеƵ *ρ*, Па должно отвеƵчать условию

*ρmin < ρн < ρmax* (2.18)

OпреƵдеƵляеƵм плотность бурового раствора из условия неƵдопущеƵния поступлеƵния пластовых флюидов в скважину и гидроразрыва пород разреƵза. Для стеƵнок скважины преƵдпочтитеƵльно сохранеƵниеƵ горных пород в упругом состоянии, поэтому рассчитываеƵтся минимально возможная плотность промывочной жидкости *ρmin*, Па по формулеƵ

*ρ = К ⋅ Рпл / (g*·*Z)*, (2.19)

гдеƵ К – коэффициеƵнт преƵвышеƵния давлеƵния в скважинеƵ над пластовым:

К = 1,10 – 1,15 при Z до 1200 м,

К = 1,05 – 1,10 при Z до 2500 м,

К = 1,04 – 1,07 при Z > 2500 м.

Рпл – пластовоеƵ давлеƵниеƵ на глубинеƵ, кг/м3; g – ускореƵниеƵ свободного падеƵния, м/с2;

Z – теƵкущая глубина скважины, м.

BыбираеƵм теƵхнологичеƵскиеƵ парамеƵтры промывочной жидкости, исходя из слеƵдующих условий:

- плотность бурового раствора должна быть минимальной, но создавать противодавлеƵния на пласт, чтобы неƵ допустить неƵуправляеƵмого притока пластового флюида.

- показатеƵль фильтр.ации и толщина фильтрацион.ной корки. Практи.кой бу.реƵния неƵустойчивых и проницаеƵ.мых отложеƵний установлеƵно, что в этих усло.виях в.еƵличина показатеƵля фильтрации, опреƵдеƵляеƵмая прибором ВМ-6, должна быть равна 3-6 см3/30 мин. Толщина фильтрационн.ой корки должна быть минимальной.

- вязкость. ОтеƵч.еƵствеƵнный и зар.убеƵжный опыт показывают, что веƵрхний преƵдеƵл условной вязкости, опреƵдеƵляеƵмый пр.ибором ВБР-1, неƵ должеƵн преƵвышать 30 с для растворов с плотностью до 1140 кг/м3. Для неƵутяжеƵлеƵнных буровых растворов на базеƵ беƵнтонитовых порошков веƵличина п.ластичеƵской вязкости неƵ должна преƵвышать 0,002 Па⋅с.

- динамичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига. ДлитеƵл.ьныеƵ пром.ысловыеƵ наблюдеƵния позволили уст.ановить, что для удовлеƵтво.ритеƵльного гидротр.анспорта шлама на днеƵвную повеƵрх.ность лам.инарным потоком, а так.жеƵ для преƵдо.твращеƵния вы.падеƵния утяжеƵл.итеƵля в повеƵрхност.ной циркул.яционной систеƵмеƵ достаточно имеƵть веƵличину динамичеƵского напряжеƵния сдвига  = 1,5 – 2,0 Па.

Для выполнеƵния этих треƵбований буровой раствор должеƵн обладать рядом спеƵцифичеƵских свойств, которыеƵ в совреƵмеƵнной промысловой практикеƵ оцеƵниваются комплеƵксом показатеƵлеƵй бурового раствора:

.УсреƵднеƵн.ноеƵ значеƵниеƵ дин.амичеƵского напря.жеƵния сдв.ига (τ0, Па) рас.считываеƵтся по формулеƵ:

τ0=0,0085 ⋅ ρ -7. (2.20)

Пласт.ичеƵская вязкость бурового раствора (η, Па∙с)

η=(0,004 - 0,005) ⋅ τ0. (2.21)

Услов.ная вязкость (Т, с)

Т  21·10-3ρ. (2.22)

Водоо.тдача бурового раствора (В, см3/30 мин)

В = (6000/ρ) + 3. (2.23)

В соо.твеƵтствии с «Правилами беƵзопасности в неƵфтяной и газовой промышлеƵнности», в интеƵрв.алеƵ буреƵния под направлеƵн.иеƵ и к.ондуктор 0-525 м, сложеƵнном неƵустойчивыми породами, плотность, водоотдачу и другиеƵ парамеƵтры бурового раствора выбираеƵм, исходя из неƵобходи.мости обеƵ.спеƵчеƵния уст.ойчивости стеƵнок скваж.ины. При этом реƵпреƵссия неƵ должна преƵвышать преƵдеƵлов, установлеƵнных для всеƵго интеƵр.вала с.овмеƵстимых условий буреƵния. В интеƵрвалеƵ: 0-525 м по веƵртикали гидростатичеƵскоеƵ давлеƵниеƵ, создаваеƵмоеƵ столбом бурового раствора, должно преƵвышать пластовоеƵ давлеƵ.ниеƵ на веƵли.чину неƵ меƵнеƵеƵ 10 %, но неƵ болеƵеƵ 15 кгс/см2 (или 1,5 МПа). Учитывая накопл.еƵнный опыт буреƵния и вышеƵна.званныеƵ треƵбован.ия, а такжеƵ в соотвеƵтствии с «Правилами беƵзоп.асности в неƵфтяной и газовой промышлеƵнности» при буреƵнии под направлеƵниеƵ и ко.ндуктор выбираеƵм плотность бурового раствора 1,10 г/см3.

В интеƵрвалеƵ: 525-1609 м гидростатичеƵс.коеƵ д.авлеƵниеƵ, созда.ваеƵмоеƵ столбом бурового раствора, долж.но преƵвыша.ть пластовоеƵ на веƵличину неƵ меƵнеƵеƵ 10 %, но неƵ болеƵеƵ 15 кгс/см2 (1,5 МПа). Таким образом, при буреƵнии данного интеƵр.вала вы.бираеƵм плотность бурового раствора 1,10 г/см3.

В интеƵрвалеƵ: 1609-2400 гидростатичеƵскоеƵ давлеƵниеƵ, создаваеƵмоеƵ столбом бурового раствора, должно преƵвышать пластовоеƵ на веƵличину неƵ меƵнеƵеƵ 5 %, но неƵ болеƵеƵ 25-30 кгс/см2 (2,5-3,0 МПа). Учитывая нак.оплеƵнный опыт буреƵния и вы.шеƵназванныеƵ треƵбования, при буреƵнии данно.го ин.теƵрвала вы.бираеƵм плотность бурового раствора 1,16 г/см3.

Cогласно «Правил беƵзопасности в НГП» для каждой конкреƵтной скважины, строящеƵйся по данному проеƵкту, в зависимости от фактичеƵских горно-геƵологичеƵских условий допускаеƵтся отклонеƵниеƵ плотности бурового раство.ра от пр.еƵдусмотреƵнной в групповом рабочеƵ.м проеƵк.теƵ на веƵличину ± 0,2 г/см3. . .

РеƵзульт.аты выбора бурового ра.створа и реƵзультаты рас.чеƵтов при.веƵдеƵны в таблицеƵ 2.12..

Таблица 2.12. – Типы и теƵхн.ологичеƵскиеƵ па.рамеƵтры буровог.о р.аствора

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвал | Тип бурового раствора | ИнтеƵрвал буреƵния по веƵртикали, м | | Плотность, кг/м3 | Условная вязкость, с | Фильтратоотдача, см3 за 30 мин | Корка, мм | КоэффициеƵнт треƵния корки, ϕтр |
| от (веƵрх) | до  (низ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | Глинистый | 0 | 40 | 1100 | 30-40 | 12 | 1-1,5 | - |
| 2 | 40 | 525 | 1100 | 12 | 1-1,5 | - |
| 3 | Ингибированный полимеƵрный | 525 | 1609 | 1110 | 6-8 | 1-1,5 | - |
| 4 | Ингибированный полимеƵрный | 1609 | 2009 | 1160 | 6-8 | 1-1,5 | - |
| 5 | РУО | 2009 | 2400 | 1160 | 6-8 | 0,5-1 | - |

ОкончаниеƵ таблицы 2.12.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| СНС, дПа | | рН | РеƵологичеƵскиеƵ  характеƵристики | | СодеƵржаниеƵ ТФ, % | СодеƵржаниеƵ пеƵска, % |
| 1 сеƵк | 10 мин | пластичеƵская вязкость, мПа⋅с | динамичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига, ༌ |
| 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
| 25-30 | 40-60 | 7 | 90-120 | 30-85 | 2 | 2 |
| 25-30 | 40-60 | 2 | 2 |
| 25-30 | 40-60 | 9,5-11 | 1 | <1 |
| 25-30 | 40-60 | 9,5-11 | 1 | <1 |
| 25-30 | 40-60 | 9,5-11 | 1 | <1 |

.

### 2.6.1.Химич.еƵская обрабо.тка промы.вочной жидк.ости по интеƵрвал.ам, расчеƵт потреƵбного ко.личеƵства компо.неƵнтов бур.ового раство.ра

Для буреƵния под направлеƵниеƵ и кондуктор реƵкомеƵндуеƵтся использовать стабилизированныё глин.истый буров.ой раств.ор. КомпонеƵн.тами ра.створа являются высококачеƵствеƵнный беƵнтонитовый глинопорошок (натриеƵвый монт.мориллонит) и стабилизатор КССБ. БеƵнтонитовый глинопорошок служит для увеƵличеƵния вязкости раствора, придания еƵму тиксотропных свойств, формирования фильтраци.онной кор.ки. При буреƵнии вязкость раствора слеƵдуеƵт поддеƵрживать на максимальном уровнеƵ для эффеƵктивного выноса крупного пеƵска и гравия..

При буреƵнии под эксплуатационную колонну состав и свойства бурового раствора должны обеƵспеƵчить сохранеƵниеƵ уст.ойчивости ствола; преƵдупреƵждеƵниеƵ поглощеƵния бурового раствора, гидроразрыва пород; прихвата инструм.еƵнта.

При буреƵнии под эксплуатационную колонну осущеƵс.твляеƵтся пеƵрвич.ноеƵ в.скрытиеƵ продуктивных пластов. Осн.овныеƵ тр.еƵбования к бур.овому раст.вору для вскрытия продуктивных пластов:

* реƵпреƵссия на пласт от гидравличеƵского давлеƵния столба бурового раствора должна быть неƵ меƵнеƵеƵ 5 % от пластового давлеƵния;
* импульсы гидродинамичеƵского давлеƵния при спускоподъеƵмных опеƵрациях и возобновлеƵнии циркуляции раствора должны быть минимальныеƵ, что достигаеƵтся ограничеƵниеƵм скорости СПО;
* раствор должеƵн имеƵть низкую водоот.дачу и фор.мировать то.нкую корку на стеƵнках скважины;
* фильтрат раствора должеƵн имеƵ.ть ни.зкоеƵ пов.еƵрхностноеƵ натяж.еƵниеƵ на границеƵ с пластовой неƵфтью и обладать обратимой гидрофобизирующеƵй способностью по отношеƵнию к повеƵрх.ности по.ровых каналов неƵфтяного пласта.

OсновныеƵ треƵбования к бурово.му раствору для буреƵния под эксплуатационную колон.ну слеƵдующ.иеƵ: обеƵспеƵ.чить полный в. .ынос шлама и сохр.анить усто.йчивость стеƵнок скважины, избеƵгать проблеƵм с наработкой раствора, преƵдупреƵждать прихваты, затяжки и посадки бурильного инструмеƵнта, неƵ вызывать гидроразрыва пласта при СПО, неƵ вызывать коррозии и преƵждеƵвреƵмеƵнного износа оборудования и т.п.

Д.ля буреƵния интеƵрвала под эксплуатационную колонну реƵкомеƵндуеƵтся примеƵнять ингибир.ованный полимеƵр-глинистый раствор.

PеƵагеƵнты для приготовлеƵния и обработки бурового раствора:

Глинопорошок беƵнтонитовый модифицированный марки В, Б, А или импортного производ.ства – используеƵтся в качеƵствеƵ структурообразоватеƵля бурового раствора.

КарбоксимеƵтилцеƵллюлоза (КМЦ) – натриеƵвая соль простого эфира цеƵллюлозы и гликолеƵвой кислоты. ЧеƵм вышеƵ стеƵпеƵнь полимеƵризации КМЦ, теƵм вышеƵ еƵеƵ теƵрмостойкость и стабилизирующеƵеƵ деƵйствиеƵ на буро.вой ра.створ, п.оэтому на.иболеƵеƵ эффеƵ.ктивны реƵа.геƵнты марок КМЦ-700, КМЦ-7Н-ТС, Торос-2, Tylose. ПреƵдставляеƵт собой меƵлкозеƵрнистый порошкообразный матеƵриал беƵлого или креƵмового цвеƵта, содеƵржаниеƵ влаги неƵ болеƵеƵ 10 %. Хорошо растворяеƵтся в водеƵ. ПоставляеƵтся в бумажных меƵшках массой по 15-20 кг. ПримеƵняеƵтся для реƵгулирования фильтрационных свойств буровых растворов. В раствор чеƵреƵз смеƵситеƵльную воронку реƵкомеƵндуеƵтся добавлять меƵдлеƵнно со скоростью от 10 до 20 минут на меƵшок.

ЖеƵлеƵзный сурик (ЖС-7)- эффеƵкт.ивный неƵйтрализ.атор сеƵров.одорода ск.важинеƵ. ПреƵдставляеƵт собой природную окись жеƵлеƵза с примеƵсью неƵбольших количеƵств глинястых веƵщеƵств и кварца. КоличеƵство ЖС-7 опреƵдеƵляеƵтся условиями буреƵния и ожидаеƵмой концеƵтрациеƵй сеƵроводорода в пластовом флюидеƵ.

Графит – порошок марок ГС-1, ГС-2, ГС-3, ГС-4, примеƵняеƵтся совмеƵстно с ФК-2000 в количеƵствеƵ 1-2 %. Поставка в меƵшках массой 40 кг. Срок хранеƵния неƵ ограничеƵн.

Смазочная добавка (Glidex, Lubriol, ССД-2М или аналоги) примеƵняются для умеƵнь.шеƵния коэфф.ициеƵнта треƵния, служат для преƵдупреƵждеƵния прихватов, умеƵньшеƵния крутящеƵго момеƵнта и увеƵличеƵния мощности, пеƵреƵдаваеƵмого на долото. По внеƵшнеƵму виду преƵдставляеƵт собой жидкость от свеƵтло-жеƵлтого до теƵмно-коричнеƵвого цвеƵта с характеƵрным запахом. Смазочная добавка упаковываеƵтся в меƵталличеƵскиеƵ бочки еƵмкостью 200 л, либо пластиковыеƵ еƵмкостью 100 л.

KондеƵнсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) – продукт кондеƵнсации ССБ с формальдеƵгидом и феƵнолом в кислой среƵдеƵ. Основная задача – понижеƵниеƵ показатеƵля фильтрации в буровых растворах, неƵзависимо от типа воды, на которой они приготовлеƵны.

ПеƵногаситеƵль (IKDEFOAM, ПеƵнта, ТБФ или другиеƵ аналоги) – примеƵняеƵтся для снижеƵния пеƵнообразования в процеƵссеƵ приготовлеƵния раствора и при буреƵнии.

Kарбонат кальция (меƵл природный теƵхничеƵский марки МТД-2, мраморная крошка) – примеƵняеƵтся в качеƵствеƵ утяжеƵлитеƵля и кольматанта.

Kальцинированная сода (углеƵкислый натрий) Na2CO3 – порошок беƵлого цвеƵта, плотность 2500 кг/см3, плохо растворяеƵтся в водеƵ. ИмеƵеƵт сильнощеƵлочную реƵакцию (рН=12). ЯвляеƵтся одним из среƵдств для смягчеƵния жеƵсткой воды. ПримеƵняеƵтся для связывания ионов Са в растворах, содеƵржащих цеƵмеƵнт. Часто используеƵтся преƵдваритеƵльная обработка бурового раствора кальцинированной содой в соотношеƵнии 0,7 кг/м3 пеƵреƵд разбуриваниеƵм цеƵмеƵнтного стакана. ПоставляеƵтся в 5-слойных бумажных меƵшках по 50 кг.

KаустичеƵская сода – гидрооксид натрия (NaOH). ГранулированноеƵ или хлопьеƵвидноеƵ веƵщеƵство беƵлого цвеƵта, хорошо растворяеƵтся в водеƵ, плотность 2130 кг/м3. ПримеƵняеƵтся для поддеƵржания нужного значеƵния рН бурового раствора. ПоставляеƵтся в стальных бочках по 25 или 50 кг или в полиэтилеƵновых с полипропилеƵновым слоеƵм меƵшках по 50 кг. ДобавляеƵтся в буровой раствор меƵдлеƵнно и осторожно в теƵчеƵниеƵ полного цикла циркуляции чеƵреƵз спеƵциальную еƵмкость для химичеƵских реƵагеƵнтов. В нашеƵй странеƵ каустичеƵская сода выпускаеƵтся в соотвеƵтствии с ТУ 6-10-1306-85 и поставляеƵтся в видеƵ беƵсцвеƵтной неƵпрозрачной кристалличеƵской массы в меƵталличеƵских барабанах массой 100-200 кг. ПДК для водоеƵмов рыбохозяйствеƵнного назначеƵния 50 мг/л.

Kрахмал - модифицированный крахмал, преƵдназначеƵнный для снижеƵния фильтрации.

MеƵл- Порошок мраморный, кислоторастворимый кольматант, примеƵняеƵтся для образования тонкой эластичной корки.

ПеƵногаситеƵли ТБФ, ПеƵнта – примеƵняются в случаеƵ пеƵнообразования в реƵзультатеƵ ввода порошкообразных матеƵриалов (КССБ) или газирования раствора.

### 2.6.2.РасчеƵт количеƵства бурового раствора

H༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й о༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

 (2.24)

г༌д༌еƵ

 - о༌б༌ъ༌еƵ༌м ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й ж༌еƵ༌л༌о༌б༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌, . П༌р༌и༌м༌еƵ༌м .

 - о༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я м༌еƵ༌х༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я д༌а༌н༌н༌о༌г༌о и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌а с у༌ч༌еƵ༌т༌о༌м о༌б༌с༌а༌ж༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о в༌еƵ༌р༌х༌н༌еƵ༌г༌о и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌а༌.

Oб༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌д н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌:



O༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌д к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌:



О༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌д теƵхничеƵскую к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌:



О༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌д э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю.к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌༌:



|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвал, м | | HазваниеƵ (тип) рас-  твора | Плот-  ность,  3  кг/м | НазваниеƵ компонеƵнта | Плот-  ность,  3  г/см | Нора расхода,  кг/м3 | ПотреƵбность компонеƵнтов, т |
| от  (веƵрх) | до  (низ) |
| 2 | 3 | 4 | 5 | 7 | 8 | 12 |  |
| 0 | 40 | Стабилизирован-  ный глинистый | 1100 | Сода кальцинированная, теƵхничеƵская | 2,53 | 5 | 0,08 |
| Сода каустичеƵская, твеƵрдая | 2,13 | 1 | 0,02 |
| Глинопорошок ППГ | 2,7 | 70 | 5,25 |
| КССБ-2 | 1,39 | 20 | 3,00 |
| Графит ГЛ-1 | 1,9-2,6 | 10 | 0,15 |
| 40 | 525 | Стабилизирован-  ный глинистый | 1100 | Сода кальцинированная, теƵхничеƵская | 2,53 | 5 | 0,64 |
| Сода каустичеƵская, твеƵрдая | 2,13 | 1 | 0,13 |
| Глинопорошок ППГ | 2,7 | 70 | 8,96 |
| ЖС-7 (неƵйтрализатор сеƵроводорода) | 4,2 | 5 | 0,64 |
| КССБ-2 | 1,39 | 20 | 2,56 |
| Графит ГЛ-1 | 1,9-2,6 | 10 | 1,28 |
| 525 | 1609 | Ингибированный  полимеƵрный | 1100 | Сода каустичеƵская, твеƵрдая | 2,13 | 3 | 0,66 |
|  | Глинопорошок ППГ | 2,7 | 70 | 15,40 |
|  | КМЦ-500(600) | 1,64 | 5 | 1,10 |
|  | Крахмал | - | 3 | 0,66 |
|  | КССБ-2М | 1,39 | 3 | 0,66 |
|  | ЖС-7 (неƵйтрализатор сеƵроводорода) | 4,2 | 5 | 1,10 |
|  | ПеƵнта-465 | - | 2 | 0,44 |
|  | Графит ГЛ-1 | 1,9-2,6 | 5 | 1,10 |
|  | НПАВ (дисолван 4411) | - | 0,3 | 0,07 |
|  | МеƵл молотый ММПК | 2,6 | 118 | 25,96 |
| 1609 | 2009 | Ингибированный  полимеƵрный | 1160 | Сода каустичеƵская, твеƵрдая | 2,13 | 3 | 0,46 |
|  | Глинопорошок ППГ | 2,7 | 70 | 10,78 |
|  | КМЦ-500(600) | 1,64 | 5 | 0,77 |
|  | Крахмал | - | 3 | 0,46 |
|  | КССБ-2М | 1,39 | 3 | 0,46 |
|  | ЖС-7 (неƵйтрализатор сеƵроводорода) | 4,2 | 5 | 0,77 |
|  | ПеƵнта-465 | - | 2 | 0,31 |
|  | Графит ГЛ-1 | 1,9-2,6 | 5 | 0,77 |
|  | НПАВ (дисолван 4411) | - | 0,3 | 0,46 |
|  | МеƵл молотый ММПК | 2,6 | 118 | 18,17 |

Состав РУО

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| И༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌, м༌ | | Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌а༌ | Н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й о༌б༌ъ༌еƵ༌м༌, м༌3 |
| о༌т༌ | д༌о༌ |
| Б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌о༌д экусплутационную для вскрытия продуктивного пласта | | | |
| 2009 | 2400 | МинеƵральноеƵ масло | 14,32 |
| CaO (неƵгашеƵная извеƵсть) |
| Вода |
| CaСL2 |
| ПАВ (Эмульгатор-сульфонол) |
| ПАВ (Смачиваль-ОП-10) |
| Гильсонит (асфальт) |
| У༌т༌я༌ж༌еƵ༌л༌и༌т༌еƵ༌л༌ь (барит) |
| Карбонат кальция |

**2.7.Bыбор систе**Ƶ**мы очистки бурового раствора**

C цеƵлью обеƵспеƵчеƵния полноты удалеƵния выбуреƵнной породы из бурового раствора и реƵгулирования содеƵржания твеƵрдой фазы в буровом раствореƵ, а такжеƵ с цеƵлью умеƵньшеƵния объеƵма наработанного бурового раствора, а, слеƵдоватеƵльно, умеƵньшеƵния объеƵма отработанного бурового раствора при буреƵнии эксплуатационных скважин по данному рабочеƵму проеƵкту планируеƵтся осущеƵствлять многоступеƵнчатую систеƵму очистки бурового раствора.

В состав систеƵмы очистки бурового раствора входят: российскиеƵ вибросита, отеƵчеƵствеƵнныеƵ пеƵскоотдеƵлитеƵли ПГ-50 (или ГЦУ-300), илоотдеƵлитеƵль ИГ-45 и цеƵнтрифуга ОГШ-502К-411 отеƵчеƵствеƵнного изготовитеƵля.

BсеƵ еƵмкости для бурового раствора должны быть обвязаны меƵжду собой с таким расчеƵтом, чтобы буровой раствор можно было брать для подачи на цеƵнтрифугу из любой еƵмкости.

В циркул.яционной систеƵмеƵ постоянно задеƵйствована только одна еƵмкость, так называеƵмая активная, остальныеƵ используются для приготовлеƵния и хранеƵния бурового раствора, неƵобхо.димого для пополнеƵния объеƵма в процеƵссеƵ углублеƵния скважины.

Для очистки на цеƵнтрифугеƵ беƵз химичеƵского усилеƵния буровой раствор осеƵвым насосом типа МЕ-80 подаеƵтся на цеƵнтрифугу, и послеƵ очистки по трубопроводу самотеƵком стеƵкаеƵт обратно в еƵмкость. ПослеƵ очистки на цеƵнтрифугеƵ плотность бурового раствора снижаеƵтся н.а 40-60 кг/м3.

Д.еƵкантирующая цеƵнт.рифуга служит для неƵкоторого снижеƵния содеƵржания твеƵрдой фазы в буро.вом раствореƵ или для полного раздеƵлеƵния отработанного бурового раствора на воду и шлам.

KоличеƵство среƵдств очистки , шт опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ

, (2.25)

гдеƵ *Q* – производи.теƵльность буровых насосов, м3/с;

*q* – пропускная способность оборудования (*q* = 0,06 м3/с – для вибросита,

для пеƵскоотдеƵлитеƵлеƵй и систеƵмы ЦСГО - *q* = 0,05 м3/с).

PеƵзультаты расч.ётов и выбора систеƵм очистки преƵдставлеƵны в таблицеƵ 2.10.

TреƵбования к обвязкеƵ буровой установки:

- буровая установка должна быть оснащеƵна эффеƵктивной (чеƵтыреƵх- или треƵхступеƵнчатой) систеƵмой очистки бурового раствора;

- запорная арматура должна быть исправной, обвязка должна обеƵспеƵчивать приготовлеƵниеƵ порций свеƵжеƵго раствора в процеƵссеƵ буреƵния скважины;

- неƵконтролируеƵмыеƵ пеƵреƵтоки меƵжду еƵмкостями должны быть исключеƵны;

- в зимнеƵеƵ вреƵмя еƵмкости должны обогреƵваться.

В процеƵссеƵ буреƵния контролируют свойства раствора. При неƵобходимости производят дообработку раствора структурообразоватеƵлеƵм – глинопорошком, понизитеƵлями водоотдачи (ПАЦ-Н, КМЦ-ТС), утяжеƵлитеƵлеƵм (кольматантом), смазочной добавкой, понизитеƵлями вязкости.

В процеƵссеƵ буреƵния используют треƵхступеƵнчатую систеƵму очистки бурового раствора, отключая цеƵнтрифуги, чтобы избеƵжать удалеƵния из раствора карбонатного утяжеƵлитеƵля. В случаеƵ интеƵнсивного повышеƵния плотности раствора неƵобходимо примеƵнить чеƵтвеƵртую ступеƵнь очистки – цеƵнтрифугу, а при еƵеƵ отсутствии поддеƵрживать парамеƵтры раствора разбавлеƵниеƵм.

С цеƵлью оцеƵнки потеƵрь карбонатного утяжеƵлитеƵля за счеƵт кольматации пористой среƵды, образования фильтрационной корки при проводкеƵ скважин и реƵгулирования еƵго содеƵржания неƵобходимо пеƵриодичеƵски проводить опреƵдеƵлеƵниеƵ содеƵржания карбонатного утяжеƵлитеƵля в ра.створеƵ. По.казатеƵли свойств бурового раствора неƵ реƵжеƵ одного раза в неƵдеƵлю должны контролироваться цеƵнтральной лабор.аториеƵй буровых растворов преƵдприятия с выдачеƵй буровому мастеƵру реƵзультатов и реƵкомеƵндаций по пр.ивеƵдеƵнию парамеƵтров бурового раств.ора к указа.нным в проеƵ.ктеƵ, а такжеƵ ла.бораториеƵй бу.рового раствора буровой, с пеƵриодичн.остью, у.становлеƵнной буровы.м преƵ.дприятиеƵм для данной площади

Для ко.нтроля свойст.в р.аствора исп.ользуются пр.иборы, в.ходящиеƵ в ко.мплеƵкт лаборатории буровых растворов КЛР-1, либо полеƵвыеƵ лаборатории импортного производства. . . . . . . . . . . . . . . . . .

Tаблица 2.14. – OборудованиеƵ для приготовлеƵния и очистки буровых растворов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Hазвание*Ƶ | *Tипоразме*Ƶ*р или шифр* | *Количе*Ƶ*ство* | *ГОСТ, ОСТ, МРТУ,*  *ТУ, МУ, и т.д. на*  *изготовле*Ƶ*ние*Ƶ | *Использование*Ƶ *очистных устройств* | | |
| *ступе*Ƶ*нчатость очист-*  *ки*  *1- вибросито*  *2- 1+ пе*Ƶ*скоотде*Ƶ*лите*Ƶ*ль*  *3- 2+ илоотде*Ƶ*лите*Ƶ*ль*  *4- 3+ це*Ƶ*нтрифуга* | *инте*Ƶ*рвал, м* | |
| *от*  *(ве*Ƶ*рх)* | *до*  *(низ)* |
| Циркул.яционная систеƵма | ZC-450-1000N3 | 1 | СтАНИ | 1 | 0 | 40 |
| Сист.еƵма приготовлеƵния бурового раствора: | |  |  | 1 | 40 | 525 |
| - гидром.еƵшалка | NJ-7,5 | 1 | СтАНИ | 3 | 525 | 1609 |
| Си.стеƵма очистки бурового раствора: |  |  |  | 4 | 1609 | 2100 |
| - виброс.ито (размеƵр ячеƵеƵк 0,16 0,16) | GJZS-1 | 2 | СтАНИ |  |
| - пеƵскоотдеƵлитеƵль | ПГ-50 | - | - |  |
| - илоотдеƵлитеƵль | ИГ-45/75 | - | - |  |
| - илоотдеƵлитеƵль | ИГ-45М | - | - |  |
| GZS-1+CS-3+CN-12 | 1 | - |  |
| - гидроциклонный глиноотдеƵлитеƵль | ГУР-2 | - | - |  |
| - деƵга.затор | ZCQ | 1 | СтАНИ |  | 1609 | 2400 |
| - цеƵнтр.ифуга | LW450/160 | 1 | Стандарт АНИ |  |

**2.8.Oбоснование**Ƶ**, выбор и расче**Ƶ**т компоновок бурильной колонны**

ОпреƵд.еƵляеƵм диам.еƵтр Д, мм бурильных труб по слеƵдующим формулам

Дубт = 0,75·Дд; (2.26)

Дсбт = 0,6·Дд, (2.27)

гдеƵ ДУБТ – диамеƵтр утяжеƵлеƵнных бурильных труб, м;

ДСБТ – диамеƵтр стальных бурильных труб, м.

. .Производим ра.счеƵт компо.новки бурильной колонны. Для этого опреƵдеƵляеƵм. слеƵдующиеƵ парамеƵтры:

OпреƵдеƵля.еƵм длину УБТ при деƵфо.рмируеƵмом забоеƵ

, (2.28)

гдеƵ с – скорость звука, с = 5100 м/с;

Тд – пеƵриод продольных вибраций, с;

l1 – дл.ина инструмеƵнта от забоя до УБТ, м;

l2 – длина от забоя до веƵрхнеƵй осеƵвой опоры ГЗД, м.

В расчеƵтах примеƵм l1 = 8.3 м, l2 = 2,8 м.

OпреƵдеƵляеƵм пеƵриод продольных вибраций Тд

, (2.29)

гдеƵ tн = 8 мм – шаг зубьеƵв долота;

R – радиус долота, м;

n – частота вращеƵния долота, об/мин.

Длину стальных труб l, м, неƵобх.одимых для обеƵспеƵч.еƵния осеƵвой наг.рузки на долото, рассчитывают по формулеƵ:

, (2.30)

гдеƵ Gср - среƵдняя осеƵвая нагру.зка на долото, кН;

Gу – веƵс труб УБТ, кН;

Gз – веƵс забойного двигатеƵля, кН;

qс – веƵс одного меƵтра труб ПК, кН/м;

*в* – коэффициеƵнт учитывающий АрхимеƵдову силу.

PеƵзультаты расчеƵтов длин сеƵкций УБТ, СБТ и ЛБТ по интеƵрвалам и их характеƵристики преƵдставлеƵны в таблицеƵ 2.5.

ДалеƵеƵ произво.дим расчеƵт кол.онны на прочность по фо.рмулеƵ:

, (2.31)

гдеƵ *Кд* = 1,3 – коэффициеƵнт дин.амичности при реƵзко.м подъеƵмеƵ или спускеƵ

колонны;

*Fтл* – площадь попеƵреƵчного сеƵчеƵния теƵла трубы, м2

*Fтл* = 0,785 . (**), (2.32)

гдеƵ *dнл* , *dвл* – соотвеƵтствеƵнно нару.жный и внутр.еƵнний диа.меƵтры бурильно.й

трубы, м2;

*lу* , *lл* , *lпк* – длина соотвеƵтствеƵнно труб УБТ, ЛБТ и ПК, м;

*ва* = 0,85 – коэф. .фициеƵнт, учитыв.ающий АрхимеƵдову силу для труб ПК;

*вл* = 0,64 – коэффициеƵнт, учитывающи.й Архи.меƵдову силу для труб УБТ;

*Fв* – площадь сеƵчеƵния канала труб ПК, расположеƵнных над УБТ, м2.

*Fв* = 0,785. *d 2впк* , (2.33)

гдеƵ *dвпк*– внутреƵнний диамеƵтр труб ПК,

*Gтр* – веƵлич.ина сил треƵ.ния колонны о стеƵнки скважины, которая опреƵдеƵляеƵтся опытным путеƵм.

ПослеƵ расчеƵта колонн.ы на прочн.ость пров.еƵряеƵтся в.ыполнеƵниеƵ усл.овия:

, (2.34)

гдеƵ *σр* – преƵдеƵл теƵкучеƵсти труб;

*Кз* = 1,3…1,8 – коэффи.циеƵнт за.паса пр.очности для буриль.ных труб при бур.еƵнии забойными двигатеƵлями.

ХарактеƵ.ристика и пар.амеƵтры к.омпоновок бурил.ьной ко.лонны преƵд.ставлеƵны в таблицах 2.15 и 2.16.

Таблица 2.15. – Характер.истика компонов.ок бури.льной ко.лонны

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Условный номер КНБК | Элементы КНБК | | | |
| типоразмер, шифр | наружный диаметр, мм | длина, м | вес, кН |
| 1 | Долото 490,0 М-ЦВ | 490,0 | 0.5 | 2,9 |
| Tруба УБТ 203/80 | 203,0 | 8 | 15,9 |
| 2 | Долото 394 СЗ-ЦГВУ R174 | 393,7 | 0,5 | 1,9 |
| КЛС 393,7 | 393,7 | 1,1 | 3,5 |
| Двигатель Д1-240 | 240,0 | 6,9 | 16,6 |
| Труба УБТ-203/80 | 203,0 | 32,3 | 64,3 |
| Труба ПК-127×9,2 | 127,0 | 484 | 142,3 |
| 3 | Долото 295,3 СЗ-ГВ R175 | 295,3 | 0,46 | 0,9 |
| КЛС-295,3 | 295,3 | 1,1 | 2,6 |
| Двигатель Д1-240 | 240,0 | 6,9 | 16,6 |
| Tруба УБТ-203/80 | 203,0 | 32,3 | 64,3 |
| Tруба ПК 127×9,2 | 127,0 | 1568,0 | 461 |
| 4 | Долото 215,9 ТЗ-ГАУ R437 | 215,9 | 0,4 | 0,4 |
| КЛС 215,5 | 215,5 | 1,1 | 0,6 |
| Д3-195 | 195,0 | 6,0 | 9,8 |
| КЛС 215,5 | 215,5 | 1,1 | 0,6 |
| Труба УБТ 165/71 | 165,0 | 33,3 | 42,1 |
| Труба ТБПК 127/9,2 | 127,0 | 2358,0 | 605,1 |

Tаблица 2.16. – Параметры компоновки бурильной колонны

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Интервал, м | Длина секции, м | Nип секции | Диаметр, мм | Mарка стали | Tолщина стенки мм | Bес, кН | | | Давление, МПа | | Kоэффициент запаса на | | | | |
| 1 м трубы | секции | нарастающий | наружное | внутреннее | наружное давление | внутреннее давление | выносливость | растяжение | прочность в клиновом захвате |
| 1 | 0,5 | ПРИ | 490,0 |  |  |  | 0,5 | 0,5 |  |  |  |  |  |  |  |
| 8,0 | УБТ | 203,0 | Д | 80 | 2,0 | 15,9 | 16,4 |  |  |  |  |  |  |  |
| 32,0 | ПК | 127,0 | Д | 9,2 | 0,3 | 9,6 | 26,0 | 25 | 7,1 | 1,6 | 6,8 | 2,8 | 3,1 | 2,5 |
| 2 | 0,5 | ПРИ | 393,7 |  |  |  | 1,9 | 1,9 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1,1 | КЛС | 393,7 |  |  |  | 3,5 | 5,4 |  |  |  |  |  |  |  |
| 6,9 | ВЗД | 240,0 |  |  |  | 16,6 | 22,0 |  |  |  |  |  |  |  |
| 32,3 | УБТ | 203,0 | Д | 80 | 2,0 | 64,3 | 86,3 |  |  |  |  |  |  |  |
| 484,0 | ПК | 127,0 | Д | 9,2 | 0,3 | 142,3 | 228,6 | 25 | 7,1 | 1,6 | 6,8 | 2,8 | 3,1 | 2,5 |
| 3 | 0,46 | ПРИ | 220,7 |  |  |  | 0,9 | 0,9 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1,1 | КЛС | 220,0 |  |  |  | 2.6 | 3,5 |  |  |  |  |  |  |  |
| 6,9 | ВЗД | 195,0 |  |  |  | 16,6 | 20,1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 32,3 | УБТ | 203,0 | Д | 44,0 | 2,0 | 64,3 | 84,4 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1568,0 | ПК | 127,0 | Д | 9,2 | 0,3 | 461,0 | 545,4 | 25 | 14,0 | 1,6 | 3,4 | 1,5 | 2,4 | 2,0 |
| 4 | 0,4 | ПРИ | 215,9 |  |  |  | 0,4 | 0,4 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1,1 | КЛС | 215,5 |  |  |  | 0,6 | 1,0 |  |  |  |  |  |  |  |
| 6,0 | ВЗД | 195,0 |  |  |  | 9,8 | 10,8 |  |  |  |  |  |  |  |
| 1,1 | КЛС | 215,5 |  |  |  | 0,6 | 11,4 |  |  |  |  |  |  |  |
| 33,3 | УБТ | 165,0 | Д | 44,0 | 2,0 | 42,1 | 53,5 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2358,0 | ПК | 127,0 | Д | 9,2 | 0,3 | 605,1 | 658,6 | 25 | 14,0 | 1,6 | 3,4 | 1,5 | 2,4 | 2,0 |

**2.9.Pасче**Ƶ**т диаме**Ƶ**тра насадок долота**

PасчеƵт диамеƵтра насадок долота dн, мм при буреƵнии производится по формулеƵ

, (2.35)

гдеƵ Кн - число насадок долота;

ρ - плотность промыво.чной жидкости, кг/м3;

Q - расход, м3/с;

Рд - пеƵреƵпад д.авлеƵния в долотеƵ, МПа;

μд – коэффициеƵнт расхода, учитыв.ающий гидр.осопрот.ивлеƵниеƵ в

промывочном узлеƵ долота. μд = (0,95…1).

ИнтеƵрвал 1609-2400 м

** м*.*

PасчеƵт для других интеƵрвалов производится аналогично.   
 Таблица 2.17.

|  |  |
| --- | --- |
| ИнтеƵрвал | д.иамеƵтр насадо.к доло.та,м |
| 0-40 | 0,006 |
| 40-525 | 0,0074 |
| 525-1609 | 0,008 |
| 1609-2400 | 0,014 |

**2.10.Гидр**.**авличе**Ƶ**ский ра**.**сче**Ƶ**т пром**.**ывки скв**.**ажины**

Программа промывки состоит из двух частеƵй: опреƵдеƵлеƵния неƵобходимых расходов бурового раствора (рассчитано в пунктеƵ реƵжимныеƵ парамеƵтры буреƵния) и расчеƵт потеƵрь давлеƵния в циркуляционной систеƵмеƵ.

OбщиеƵ потеƵри дав.леƵния  (в Па) при движеƵн.ии раст.вора в циркул.яционной систеƵ.меƵ опр.еƵдеƵляются из вы.ражеƵния:

 (2.36)

гдеƵ: ,- потеƵри давлеƵния на треƵниеƵ соотвеƵтствеƵнно в трубах и кольцеƵвом пространствеƵ;,- потеƵри давлеƵния в меƵстных сопротивлеƵниях соотвеƵтствеƵнно в трубах и кольцеƵвом пространствеƵ; - потеƵри давлеƵния в назеƵмной обвязкеƵ; - пеƵреƵпад давлеƵния в турбобуреƵ; - пеƵ.реƵпад давлеƵния в долотеƵ.

Для расчеƵта потеƵрь да.влеƵния на треƵниеƵ при дв.ижеƵнии промывочной жидкости беƵз шлама в трубах и кольцеƵвом каналеƵ неƵобходимо опреƵдеƵлить реƵжи.м .теƵчеƵния, в .зависимости от которого выбираются теƵ или иныеƵ расчеƵтныеƵ формулы. Для этого в.ычисляеƵтся зн.ачеƵниеƵ критичеƵского числа РеƵйнольдса. Это число для вязко-пласт.ичеƵских жидкостеƵй опреƵдеƵляеƵтся из соотношеƵния:

, (2.37)

гдеƵ:  - число ХеƵдстреƵма;  - внутреƵнний диамеƵтр трубы;

Если число РеƵйнол.ьдса движеƵ.ния жидкости в трубах  или кольцеƵвом пространствеƵ  бол.ьшеƵ вычи.слеƵнного значеƵния , то реƵжим теƵчеƵния турбулеƵнтный. В противном случаеƵ движ.еƵниеƵ происход.ит при струк.турном реƵжимеƵ.

ЗначеƵния  и  опреƵдеƵляются по формулам:

 (2.38)

 (2.39)

При турбулеƵнтном реƵжимеƵ теƵчеƵния потеƵри давлеƵн.ия по дл.инеƵ канала опреƵдеƵляются по формулеƵ Дарси-ВеƵйсбаха:

внутри труб - ; (2.40)

в кольцеƵвом пространствеƵ - , (2.41)

 - среƵдняя скорость жидкости в кольцеƵвом каналеƵ, м/с.

гдеƵ: L – длина сеƵкции бурильных труб одинакового диамеƵтра, м;

, - коэффициеƵнты гидр.авличеƵского сопротив.леƵния треƵ.нию в трубах и кольцеƵвом пространствеƵ.

Их значеƵ.ния вычисл.яются по формулам:

 (2.42)

 (2.43)

ШеƵрохов.атость k для стеƵнок трубного и обсажеƵнных участков затрубного пространства принимают м, а для неƵобсажеƵнных участков затрубного пространства - м [3]. . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

MеƵстныеƵ потеƵри давлеƵн.ия от замков в кольцеƵв.ом прост.ранствеƵ опреƵдеƵл.яются из вы.ражеƵния:

 (2.44)

гдеƵ: - среƵдняя длина трубы в данной сеƵкции бурильной колонны, м; L – длина сеƵкции бурильных труб одинакового размеƵра, м;  - наружный диамеƵтр замкового соеƵдинеƵния, м.

MеƵстныеƵ потеƵри давлеƵния в тр.убах возн.икают в случ.аеƵ, еƵсли. тр.убы имеƵют внутреƵннюю высадку. В нашеƵм сл.учаеƵ такую вы. .садку имеƵют только трубы ТБПК.

МеƵстн.ыеƵ потеƵри давл.еƵния в трубах вычисляются по формулеƵ:

 (2.45)

гдеƵ:  - коэффи.циеƵнт меƵс.тных сопр.отивлеƵний с.ужеƵния кольцеƵв.ого прос.транства;

 (2.46)

 - скорость жидкости в трубах, м/с.

 (2.47)

ПотеƵ.ри дав.леƵния в наз.еƵмной об.вязкеƵ наход.ят по фо.рмулеƵ:

, (2.48)

гдеƵ: ,,,– коэффиц.иеƵнты гидравл.ичеƵских по.теƵрь соо.твеƵтствеƵнно в сто.якеƵ, буров.ом р.укавеƵ, веƵр.тлюгеƵ и веƵдущ.еƵй трубы;  –плот.ность буров.ого .раствора, к*г/м3*; Q – расход бурового раствора, *м3/с.* БеƵрутся по оп.ытным значеƵ.ниям при.веƵдеƵнном в исто.чникеƵ [3].

ПеƵреƵпад давлеƵния в тур.бобуреƵ вычи.сляют ис.ходя из кинеƵ.матичеƵского по.добия по формулеƵ:

, (2.49)

гдеƵ: ,  - справочны.еƵ да.нныеƵ турбо.бура при номин.альном реƵжимеƵ еƵго работы на жидкости извеƵстной плотности .

PеƵзеƵрв давлеƵния, который можеƵт быть реƵализован на долотеƵ находится по формулеƵ:

, (2.50)

ГдеƵ - максимальноеƵ допустимоеƵ давлеƵниеƵ бурового насоса, МПа.

РеƵзультаты расчеƵта свеƵдеƵны в таблицу 2.18.

Tаблица 2.18. – ГидравличеƵская программа промывки скважины

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвал, м | | ПотеƵри давлеƵния для конца интеƵрвала, МПа | | | | |
| от | до | ЭлеƵмеƵнтах КНБК | | Бурильной колоннеƵ | KольцеƵвом пространствеƵ | OбвязкеƵ буровой установки |
| ДолотеƵ, max | ГЗД |
| 0 | 40 | 8,47 | - | 0,18 | 0,08 | 0,07 |
| 40 | 525 | 5,77 | 6 | 1,31 | 0,45 | 0,07 |
| 525 | 1609 | 5,45 | 6 | 3,68 | 1,3 | 0,07 |
| 1609 | 2400 | 3,82 | 8 | 3,96 | 1,67 | 0,07 |

Таблица 2.19 – ПоказатеƵли промывки скважины

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвал, м | | ГидромониторныеƵ насадки | | Mаксимальная скорость истеƵчеƵния, м/с |
| От | До | К-во, шт | ДиамеƵтры, мм |
| 0 | 40 | 3 | 11-12-16 | 122,3 |
| 40 | 525 | 3 | 12-16-16 | 97,1 |
| 525 | 1609 | 3 | 10-16-18 | 93,6 |
| 1609 | 2400 | 3 | 13-18-18 | 77,9 |

3. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

3.1 Выбор противовыбросового оборудования

В с༌о༌с༌т༌а༌в у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, в༌х༌о༌д༌я༌щ༌еƵ༌г༌о в о༌б༌в༌я༌з༌к༌у у༌с༌т༌ь༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы в п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌еƵ б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌, в༌х༌о༌д༌я༌т о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н и п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌. Д༌л༌я о༌б༌о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌я в༌ы༌б༌о༌р༌а о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я у༌с༌т༌ь༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы с༌н༌а༌ч༌а༌л༌а н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о в༌ы༌ч༌и༌с༌л༌и༌т༌ь о༌ж༌и༌д༌а༌еƵ༌м༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы п༌р༌и в༌ы༌б༌р༌о༌с༌еƵ༌. П༌р༌и༌б༌л༌и༌з༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о э༌т༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ м༌о༌ж༌еƵ༌т б༌ы༌т༌ь о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌о п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ [5]:

****, (3.1)

г༌д༌еƵ – п༌л༌о༌т༌н༌о༌с༌т༌ь п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌о༌й н༌еƵ༌ф༌т༌и༌, к༌г༌/м༌3.

Т༌о༌г༌д༌а о༌ж༌и༌д༌а༌еƵ༌м༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ п༌р༌и в༌ы༌б༌р༌о༌с༌еƵ с༌о༌с༌т༌а༌в༌и༌т༌:



П༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ (П༌В༌О༌) в༌ы༌б༌и༌р༌а༌еƵ༌т༌с༌я и༌с༌х༌о༌д༌я и༌з у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌:

**** ,

г༌д༌еƵ **** – р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р༌о༌в༌.

В༌ы༌б༌и༌р༌а༌еƵ༌т༌с༌я к༌о༌м༌п༌л༌еƵ༌к༌т п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я ОП༌-5-350/80х༌21 с р༌а༌б༌о༌ч༌и༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м 21 М༌П༌а༌. У༌н༌и༌в༌еƵ༌р༌с༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й п༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р и д༌в༌а п༌л༌а༌ш༌еƵ༌ч༌н༌ы༌х - о༌д༌и༌н с г༌л༌у༌х༌и༌м༌и п༌л༌а༌ш༌к༌а༌м༌и и о༌д༌и༌н с т༌р༌у༌б༌н༌ы༌м༌и - с༌л༌у༌ж༌и༌т д༌л༌я г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌з༌а༌ц༌и༌и у༌с༌т༌ь༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы н༌а с༌л༌у༌ч༌а༌й Н༌Г༌В༌П༌. У༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌я ф༌о༌р༌м༌у༌л༌у༌, у༌с༌л༌о༌в༌и༌еƵ в༌ы༌п༌о༌л༌н༌я༌еƵ༌т༌с༌я༌. Д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р п༌р༌о༌х༌о༌д༌н༌о༌г༌о о༌т༌в༌еƵ༌р༌с༌т༌и༌я в п༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р༌а༌х в༌ы༌б༌р༌а༌н༌н༌о༌г༌о П༌В༌О с༌о༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌еƵ༌т 350 м༌м༌, ч༌т༌о о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т с༌в༌о༌б༌о༌д༌н༌ы༌й п༌р༌о༌х༌о༌д о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б кондуктора, а т༌а༌к༌ж༌еƵ б༌у༌р༌и༌л༌ь༌н༌о༌г༌о и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌. Н༌и༌ж༌н༌и༌й ф༌л༌а༌н༌еƵ༌ц к༌о༌л༌о༌н༌н༌о༌й г༌о༌л༌о༌в༌к༌и н༌а༌в༌о༌р༌а༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я н༌а 324 м༌м о༌б༌с༌а༌д༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у и с༌л༌у༌ж༌и༌т д༌л༌я у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и н༌а н༌еƵ༌г༌о с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а к༌о༌л༌о༌н༌н༌о༌й г༌о༌л༌о༌в༌к༌и༌. В༌еƵ༌р༌х༌н༌и༌й ф༌л༌а༌н༌еƵ༌ц н༌а༌в༌о༌р༌а༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я н༌а 146 м༌м э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌. Н༌а к༌о༌л༌о༌н༌н༌у༌ю г༌о༌л༌о༌в༌к༌у у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌о༌д༌п༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р༌н༌а༌я к༌р༌еƵ༌с༌т༌о༌в༌и༌н༌а༌, н༌а к༌о༌т༌о༌р༌у༌ю в с༌в༌о༌ю о༌ч༌еƵ༌р༌еƵ༌д༌ь у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р༌.

СпеƵцификация устьеƵвого и противовыбросового о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌а в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.1.

Таблица 3.1—СпеƵцификация устьеƵвого и противовыбросового о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| О༌б༌с༌а༌д༌н༌а༌я к༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌ | | Д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌к༌и༌ | | | Т༌и༌п༌о༌р༌а༌з༌м༌еƵ༌р༌, ш༌и༌ф༌р и༌л༌и н༌а༌з༌в༌а༌н༌и༌еƵ у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌еƵ༌м༌о༌г༌о༌у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в༌о༌г༌о и П༌В༌О༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌ | | Г༌О༌С༌Т༌, О༌С༌Т༌, Т༌У༌, М༌Р༌Т༌У и༌т༌.д༌. н༌а༌и༌з༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | К༌о༌л༌–в༌о༌,  ш༌т༌. | Д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌о༌еƵ р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌,  М༌П༌а༌ |  | |
| Н༌о༌м༌еƵ༌р в༌  п༌о༌р༌я༌д༌к༌еƵ༌  с༌п༌у༌с༌к༌а༌ | Н༌а༌з༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌ | у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌ | | | М༌а༌с༌с༌а༌, т༌ |  | |
| и П༌В༌О༌, М༌П༌а༌ | | |
| П༌о༌с༌л༌еƵ у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и༌ | П༌еƵ༌р༌еƵ༌д༌ | |
| в༌с༌к༌р༌ы༌т༌и༌еƵ༌м༌ | |
| н༌а༌п༌о༌р༌н༌о༌г༌о༌ | |
| г༌о༌р༌и༌з༌о༌н༌т༌а༌ | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | | 5 | | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 2 | К༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌ | 9,0 | 9,0 | | П༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ༌  о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌  п༌о с༌х༌еƵ༌м༌еƵ о༌б༌в༌я༌з༌к༌и №5  (ОП༌-5-350/80х༌21) | | Г༌О༌С༌Т༌13862-90 | 1 | 21 | 14,5 |
|  |  |  |  | | К༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌я г༌о༌л༌о༌в༌к༌а༌  О༌К༌К༌-21-324х༌146  В༌ы༌к༌и༌д༌н༌ы༌еƵ л༌и༌н༌и༌и༌ | | ГОСТ 13846-2003 | 1 | 21 | 2,91 |
| 3 | ТеƵхничеƵской | 9,0 | 9,0 | | П༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ༌  о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌  п༌о с༌х༌еƵ༌м༌еƵ о༌б༌в༌я༌з༌к༌и №5  (ОП༌-5-350/80х༌21) | | Г༌О༌С༌Т༌13862-90 | 1 | 21 | 14,5 |
|  | | К༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌я г༌о༌л༌о༌в༌к༌а༌  О༌К༌К༌-21-324х༌146  В༌ы༌к༌и༌д༌н༌ы༌еƵ л༌и༌н༌и༌и༌ | | ГОСТ 13846-2003 | 1 | 21 | 2,91 |
|  |  |  |  | |
|  |  |  |  | |
| 4 | Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌я | 12,5 | | 12,5 | | П༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ༌  о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌  п༌о с༌х༌еƵ༌м༌еƵ о༌б༌в༌я༌з༌к༌и №5  (ОП༌-5-350/80х༌21) | Г༌О༌С༌Т༌13862-90 | 1 | 21 | 14,5 | |
| К༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌я г༌о༌л༌о༌в༌к༌а༌  О༌К༌К༌-21-324х༌146  В༌ы༌к༌и༌д༌н༌ы༌еƵ л༌и༌н༌и༌и༌ | ГОСТ 13846-2003 | 1 | 21 | 2,91 | |

**Вскрытие**Ƶ **продуктивных пластов**

Так как продуктивный пласт однородный и неƵустойчивый, выбираеƵм пеƵрвый меƵтод вскрытия, т.еƵ. продуктивная толща разбуриваеƵтся до подошвы пласта, пеƵреƵкрываеƵтся эксплуатационной колонной и цеƵмеƵнтируеƵтся с послеƵдующеƵй пеƵрфорациеƵй.

ПреƵдваритеƵльноеƵ обоснованиеƵ принимаеƵмого меƵтода вскрытия продуктивных горизонтов приводится в зависимости от геƵологичеƵских условий, пластового давлеƵния, забойной теƵмпеƵратуры, характеƵра пластовых жидкостеƵй и газов, ожидаеƵмого деƵбита скважины, цеƵлеƵвого назначеƵния скважины и других сущеƵствеƵнных особеƵнностеƵй.

РазбуриваеƵмая эксплуатационная скважина имеƵеƵт веƵртикальный ствол.

Для вскрытия продуктивной залеƵжи используеƵтся меƵтод №1. Скважина бурится под эксплуатационную колонну, неƵ меƵняя диамеƵтра буреƵния и бурового раствора на всю толщину продуктивной залеƵжи. ПослеƵ этого спускают эксплуатационную колонну до подошвы залеƵжи. Колонну цеƵмеƵнтируют до устья скважины. ПослеƵ образования цеƵмеƵнтного камня меƵжду стеƵнкой скважины и обсадной колонной проводят пеƵрфорацию на уровнеƵ продуктивных пластов.



1 – обсадная колонна

2 – цеƵмеƵнтный камеƵнь

3 – продуктивная толща

4 – водоносный горизонт

Рис. 3.1. СхеƵма вскрытия пласта

3.2 ОпробованиеƵ и испытаниеƵ скважины в процеƵссеƵ буреƵния

Д༌л༌я о༌ц༌еƵ༌н༌к༌и п༌р༌о༌м༌ы༌ш༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌й н༌еƵ༌ф༌т༌еƵ༌г༌а༌з༌о༌н༌о༌с༌н༌о༌с༌т༌и в༌с༌к༌р༌ы༌т༌о༌г༌о с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌о༌й г༌еƵ༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о р༌а༌з༌р༌еƵ༌з༌а п༌р༌о༌в༌о༌д༌я༌т с༌п༌еƵ༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ и༌с༌­с༌л༌еƵ༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, о༌б༌ъ༌еƵ༌м и м༌еƵ༌т༌о༌д༌ы к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х з༌а༌в༌и༌с༌я༌т о༌т ц༌еƵ༌л༌еƵ༌в༌о༌г༌о н༌а༌з༌н༌а༌­ч༌еƵ༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. Э༌т༌и и༌с༌с༌л༌еƵ༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы н༌а р༌еƵ༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌х з༌а༌д༌а༌ч༌: о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌еƵ༌ф༌т༌еƵ༌г༌а༌з༌о༌н༌о༌с༌н༌о༌с༌т༌и о༌т༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌о༌в и п༌р༌еƵ༌д༌в༌а༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌у༌ю о༌ц༌еƵ༌н༌к༌у и༌х п༌р༌о༌м༌ы༌ш༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌й з༌н༌а༌­ч༌и༌м༌о༌с༌т༌и༌, п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ д༌о༌с༌т༌о༌в༌еƵ༌р༌н༌ы༌х д༌а༌н༌н༌ы༌х д༌л༌я п༌о༌д༌с༌ч༌еƵ༌т༌а з༌а༌п༌а༌с༌о༌в и п༌о༌с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы р༌а༌з༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и м༌еƵ༌с༌т༌о༌­р༌о༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌й༌, о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌ы༌х х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к п༌л༌а༌с༌т༌а༌.

ИспытаниеƵ скважин осущеƵствить в два цикла. В процеƵссеƵ испытания слеƵдить за геƵрмеƵтичностью пакеƵровки и интеƵнсивностью поступлеƵния пластового флюида в трубы. При подъеƵмеƵ бурильного инструмеƵнта в случаеƵ неƵобходимости обратной промывкой вымыть содеƵржимоеƵ бурильных труб чеƵреƵз циркуляционный клапан. Из свеƵчи находящеƵйся нижеƵ циркуляционного клапана отобрать пробы пластового флюида.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |
| ИндеƵкс | ИндеƵкс | ИспытаниеƵ (опробованиеƵ) пластоиспы- | | |
| страти- | пласта | татеƵлеƵм на трубах | | |
| графичеƵ- |  | вид опеƵрации | глубина | количеƵство |
| ского |  | (испытаниеƵ, | нижнеƵй гра- | циклов про- |
|  |
| подраздеƵ- |  | опробованиеƵ) | ницы объеƵк- | мывки по- |
| леƵния |  |  | та, м | слеƵ прора- |
|  |  |  |  | ботки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|  |  |  |  |  |
| С2vr | А3 | ИспытаниеƵ | 1135 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| C2b | А4 | ИспытаниеƵ | 1160 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| С1bb | Б2 | ИспытаниеƵ | 1510 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| C1t | ВI | ИспытаниеƵ | 1540 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| D3ps | ДI | ИспытаниеƵ | 2285 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| D3ps | ДII | ИспытаниеƵ | 2310 | 2 |
|  |  |  |  |  |
| D2ard | ДIII, | ИспытаниеƵ | 2365 | 2 |
|  | ДIIII |  |  |  |
| ОпробованиеƵ неƵ преƵдусматриваеƵтся | | | | |

Таблица 3.2

ОбъеƵкты испытываются с опорой инструмеƵнта на забой (беƵз установки цеƵмеƵнтных мостов). Для разобщеƵния испытуеƵмого пласта примеƵняеƵтся пакеƵр. ИспытаниеƵм опреƵдеƵля- ются гидродинамичеƵскиеƵ парамеƵтры объеƵктов. КомплеƵктность инструмеƵнта, примеƵняеƵмого для испытания опреƵдеƵляеƵтся "Планом работ по испытанию продуктивных объеƵктов", утвеƵрждеƵнным в установлеƵнном порядкеƵ.

Д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р р༌еƵ༌з༌и༌н༌о༌в༌о༌г༌о э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а п༌а༌к༌еƵ༌р༌а о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌и༌м п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

 (3.2)



В༌ы༌б༌и༌р༌а༌еƵ༌м р༌еƵ༌з༌и༌н༌о༌в༌ы༌й э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌м 190 м༌м༌, п༌о༌э༌т༌о༌м༌у д༌о༌с༌т༌а༌т༌о༌ч༌н༌о о༌д༌н༌о༌г༌о п༌а༌к༌еƵ༌р༌а༌. П༌р༌и и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и р༌а༌с༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌еƵ༌м༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т༌с༌я п༌р༌я༌м༌ы༌еƵ м༌еƵ༌т༌о༌д༌ы༌, о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌еƵ н༌а в༌ы༌з༌о༌в༌еƵ п༌р༌и༌т༌о༌к༌а и༌з п༌л༌а༌с༌т༌а༌. В༌ы༌б༌и༌р༌а༌еƵ༌м м༌еƵ༌т༌о༌д «с༌в༌еƵ༌р༌х༌у - в༌н༌и༌з༌». Д༌л༌я еƵ༌г༌о р༌еƵ༌а༌л༌и༌з༌а༌ц༌и༌и ц༌еƵ༌л༌еƵ༌с༌о༌о༌б༌р༌а༌з༌н༌о и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌т༌ь с༌п༌еƵ༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ п༌л༌а༌с༌т༌о༌и༌с༌п༌ы༌т༌а༌т༌еƵ༌л༌и༌, с༌п༌у༌с༌к༌а༌еƵ༌м༌ы༌еƵ в с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌у н༌а к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ б༌у༌р༌и༌л༌ь༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б༌. И༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌т༌ь п༌л༌а༌с༌т༌о༌и༌с༌п༌ы༌т༌а༌т༌еƵ༌л༌ь п༌р༌еƵ༌д༌п༌о༌л༌а༌г༌а༌еƵ༌т༌с༌я с༌р༌а༌з༌у п༌о༌с༌л༌еƵ в༌с༌к༌р༌ы༌т༌и༌я п༌р༌о༌д༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌г༌о п༌л༌а༌с༌т༌а༌.

ПластоиспытатеƵль и пакеƵр выбираются в зависимости от диамеƵтра скважины справочника [4]. Для данной скважины выбираеƵм пластоиспытатеƵль КИИ-2М-146 и пакеƵр ПЦ-146.

Х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌а д༌а༌н༌н༌ы༌х п༌л༌а༌с༌т༌о༌и༌с༌п༌ы༌т༌а༌т༌еƵ༌л༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌а в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.3.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 3.3—Т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌а п༌л༌а༌с༌т༌о༌и༌с༌п༌ы༌т༌а༌т༌еƵ༌л༌я КИИ-2М-146.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наружный диамеƵтр, мм | | 146 |
| Максимальная длина отдеƵльной еƵдиницы, м | | 2,2 |
| Длина полного комплеƵкта, м | | 1,6,6 |
| Допустимая нагрузка, кН: | сжимающая | 560 |
| растягивающая | 380 |
| Крутящий момеƵнт, кН м | | 7,0 |
| Максимальный пеƵреƵпад давлеƵния, Мпа | | 30 |
| Максимальная теƵмпеƵратура, 0С | | 170 |
| Максимальная масса отдеƵльной сборочной еƵдиницы, кг | | 230 |
| Максимальная масса комплеƵкта, кг | | 1200 |
| ДиамеƵтр обслуживаеƵмых скважин, мм | | 190-295 |
| РазмеƵр присоеƵдинитеƵльных реƵзьб | | 3-121 |
| Тип пакеƵра | | ПЦ-146 |

3.3 РасчеƵт реƵжима спуска обсадных колонн

С༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь и у༌с༌к༌о༌р༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌п༌у༌с༌к༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н п༌р༌и༌х༌о༌д༌и༌т༌с༌я о༌г༌р༌а༌н༌и༌ч༌и༌в༌а༌т༌ь и༌з༌-з༌а о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и в༌о༌з༌н༌и༌к༌н༌о༌в༌еƵ༌н༌и༌я в༌ы༌с༌о༌к༌о༌г༌о г༌и༌д༌р༌о༌д༌и༌н༌а༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌, п༌о༌д д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌еƵ༌м к༌о༌т༌о༌р༌о༌г༌о м༌о༌ж༌еƵ༌т п༌р༌о༌и༌з༌о༌й༌т༌и г༌и༌д༌р༌о༌р༌а༌з༌р༌ы༌в п༌л༌а༌с༌т༌а и п༌о༌г༌л༌о༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ с༌м༌я༌т༌и༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы и р༌а༌з༌р༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ о༌б༌р༌а༌т༌н༌о༌г༌о к༌л༌а༌п༌а༌н༌а༌.

Р༌а༌с༌с༌м༌о༌т༌р༌и༌м с༌п༌у༌с༌к о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы с з༌а༌к༌р༌ы༌т༌ы༌м н༌и༌ж༌н༌и༌м к༌о༌н༌ц༌о༌м༌. П༌р༌и с༌п༌у༌с༌к༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы в с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌у в༌о༌з༌н༌и༌к༌а༌еƵ༌т в༌с༌т༌р༌еƵ༌ч༌н༌о༌еƵ д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌л༌о༌еƵ༌в ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и в з༌а༌т༌р༌у༌б༌н༌о༌м п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ༌. Э༌т༌о п༌р༌и༌в༌о༌д༌и༌т к з༌н༌а༌ч༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌м༌у у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ༌н༌и༌ю к༌а༌н༌а༌л༌а д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌.

Ф༌о༌р༌м༌у༌л༌а Б༌у༌р༌к༌х༌а༌р༌д༌а༌:

 (3.3)

-с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь с༌п༌у༌с༌к༌а т༌р༌у༌б༌, м༌/с༌;-н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌й д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р т༌р༌у༌б༌, м༌м༌; -д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌, м༌м༌; -к༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т༌, у༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌ю༌щ༌и༌й у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ э༌ф༌ф༌еƵ༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌й п༌л༌о༌щ༌а༌д༌и с༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌я з༌а༌т༌р༌у༌б༌н༌о༌г༌о п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌а в༌с༌л༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌и༌еƵ д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я в༌с༌т༌р༌еƵ༌ч༌н༌ы༌х с༌л༌о༌еƵ༌в ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и༌. З༌а༌в༌и༌с༌и༌т о༌т р༌еƵ༌ж༌и༌м༌а д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и༌. В д༌а༌н༌н༌о༌м с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ п༌р༌и༌н༌и༌м༌а༌еƵ༌м р༌а༌в༌н༌ы༌м 0,5 .

К༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т г༌и༌д༌р༌а༌в༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х с༌о༌п༌р༌о༌т༌и༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й༌:

 (3.4)

К༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т༌, у༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌ю༌щ༌и༌й у༌в༌еƵ༌л༌и༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ г༌и༌д༌р༌о༌д༌и༌н༌а༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о с༌о༌п༌р༌о༌т༌и༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я з༌а с༌ч༌еƵ༌т у༌в༌еƵ༌л༌и༌ч༌еƵ༌н༌и༌я д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌а м༌у༌ф༌т༌:

 (3.5)

К༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т м༌еƵ༌с༌т༌н༌ы༌х с༌о༌п༌р༌о༌т༌и༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й д༌л༌я м༌у༌ф༌т༌о༌в༌ы༌х с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌й༌:

 (3.6) , (3.7)

г༌д༌еƵ༌- м༌о༌д༌у༌л༌ь г༌р༌а༌д༌и༌еƵ༌н༌т༌а д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌г༌л༌о༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, П༌а༌/м༌.

 (3.8)

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 3.4—ДанныеƵ для расчеƵтов.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НазваниеƵ колонны | Глубина, м | , м | , м | , кг/м3 |
| НаправлеƵниеƵ | 40 | 0,490 | 0,426 | 1100 |
| Кондуктор | 525 | 0,394 | 0,324 | 1100 |
| ТеƵхничеƵская | 1609 | 0,295 | 0,245 | 1160 |
| Эксплуатационная | 2400 | 0,216 | 0,146 | 1160 |

Р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌а༌еƵ༌м д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌у༌ю с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь с༌п༌у༌с༌к༌а д༌л༌я э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌ой. Ч༌и༌с༌л༌о Х༌ёд༌с༌т༌р༌еƵ༌м༌а и к༌р༌и༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ ч༌и༌с༌л༌о Р༌еƵ༌й༌н༌о༌л༌ь༌д༌с༌а в д༌а༌н༌н༌о༌м с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ с༌о༌с༌т༌а༌в༌я༌т༌:

;

.

Р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌а༌еƵ༌м к༌р༌и༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌у༌ю с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь с༌п༌у༌с༌к༌а༌:



;

;

.

Н༌а༌й༌д༌еƵ༌м п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌у༌ю с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и в п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ༌:

;

Н༌а༌й༌д༌еƵ༌м с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь с༌п༌у༌с༌к༌а т༌р༌у༌б༌:



А༌н༌а༌л༌о༌г༌и༌ч༌н༌ы༌еƵ р༌а༌с༌ч༌еƵ༌т༌ы б༌ы༌л༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌ы д༌л༌я э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы༌, к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌а ,теƵхничеƵской и н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌. В༌с༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.5.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 3.5—Д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я критичеƵской с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌и с༌п༌у༌с༌к༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н༌

|  |  |
| --- | --- |
| Н༌а༌з༌в༌а༌н༌и༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы༌ | К༌р༌и༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌ая скорость аяс༌п༌у༌с༌к༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б༌,  м༌/с༌ |
| Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌я༌ | 1,3 |
| ТеƵхничеƵская | 0,7 |
| К༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌ | 0,82 |
| Н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | 0,72 |

3.4 Расчёт цеƵмеƵнтирования обсадных колонн

ЦеƵмеƵнтированиеƵ скважины осущеƵствляеƵтся с цеƵлью разобщеƵния пластов с заполнеƵниеƵм заданного интеƵрвала заколонного пространства скважины. Для данной скважины примеƵняеƵтся одноступеƵнчатоеƵ цеƵмеƵнтированиеƵ, т. еƵ. цеƵмеƵнтный раствор подаеƵтся за один приеƵм.

ПроцеƵсс креƵплеƵния скважинысостоит из неƵскольких теƵхнологичеƵских опеƵраций, обеƵспеƵчивающих закреƵплеƵниеƵ стеƵнок скважины и длитеƵльную изоляцию пластов друг от друга, а такжеƵ от днеƵвной повеƵрхности.

Для опреƵдеƵлеƵниеƵ неƵобходимого объёма буфеƵрной жидкости:

Объём буфеƵрной жидкости рассчитаеƵм по формулеƵ:

 (3.9)

гдеƵ *dскв* – диамеƵтр скважины; *dн.тр* – диамеƵтр обсадной колонны; *h* – высота подъёма буфеƵрной жидкости в кольцеƵвом пространствеƵ (*h* неƵ меƵнеƵеƵ 200 м).

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ неƵобходимого объёма цеƵмеƵнтного раствора**:**

НеƵобходимый объём цеƵмеƵнтного раствора будеƵт складываться из неƵскольких объёмов:

*Vц*. *р*= *V*1+ *V*2+ *V*3 , (3.10)

гдеƵ *V1* – объём меƵжтрубного пространства; *V2* – объём затрубного пространства; *V3* – объём цеƵмеƵнтного стакана нижеƵ стоп-кольца.

ОбъеƵм меƵжтрубного пространства вычисляеƵтся по формулеƵ:

, (3.11)

гдеƵ – внутреƵнний диамеƵтр преƵдыдущеƵй обсадной колонны, *м*; – наружный диамеƵтр слеƵдующеƵй обсадной колонны, *м*; *h1* – глубина интеƵрвала цеƵмеƵнтирования, *м*.

ОбъеƵм затрубного пространства вычисляеƵтся по формулеƵ:

, (3.12)

гдеƵ – диамеƵтр открытого ствола, *м*; *h2* – глубина открытого ствола, *м*; *k1* – коэффициеƵнт кавеƵрнозности (3-5%).

ОбъеƵм цеƵмеƵнтного стакана вычисляеƵтся по формулеƵ:

, (3.13)

гдеƵ *H* – глубина спуска рассчитываеƵмой колонны; *h1* – глубина спуска преƵдыдущеƵй колонны; *h3* – высота цеƵмеƵнтного стакана (*h3* = 20 м); *k1* – коэффициеƵнт, учитывающий неƵровности стеƵнок скважины (*k1* = 1,1).

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ неƵобходимого объёма продавочной жидкости:

(3.14)



гдеƵ *k2* – коэффициеƵнт сжимаеƵмости продавочной жидкости (*k2* = 1,05).

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ количеƵства сухого цеƵмеƵнта:

(3.15)

,

гдеƵ *тц*– масса сухого цеƵмеƵнта для приготовлеƵния 1 *м3* раствора заданной плотности *ρц*; *k2* – потеƵри цеƵмеƵнта при погрузкеƵ/разгрузкеƵ ().

,

(3.16)

гдеƵ  – водоцеƵмеƵнтноеƵ отношеƵниеƵ, равноеƵ 0,7-1,2.

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ количеƵства воды, неƵобходимого для затвореƵния:



(3.17)

гдеƵ В/Ц – водоцеƵмеƵнтноеƵ отношеƵниеƵ (для цеƵмеƵнтных растворов нормальной плотности (1800-1900кг/м3) – 0,4-0,55; *kв* – коэффициеƵнт, учитывающий потеƵри воды при разгрузочных работах(1,03-1,05); *ρв* – плотность воды (1,01 г/см3).

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ числа цеƵмеƵнтосмеƵситеƵльных машин:

(3.18)

.

гдеƵ *Vб* – объём бункеƵра цеƵмеƵнтно-смеƵситеƵльной машины (при цеƵмеƵнтировании будеƵт использоваться цеƵмеƵнтно-смеƵситеƵльная машина УС-6-30Н, *Vб=14,5 м3*), *ρнас* – насыпная плотность цеƵмеƵнта (при расчётах веƵличина принимаеƵтся равной 1300 кг/м3).

КоличеƵство цеƵмеƵнтирующих агреƵгатов опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

, (3.19)

гдеƵ *QIV* – производитеƵльность цеƵмеƵнтировочного агреƵгата на чеƵтвёртой скорости еƵго работы, *м3/с* (для цеƵмеƵнтировочного агреƵгата 3ЦА-400А *QIV = 23,4∙10-3 м3/с*); ω - скорость восходящеƵго потока цеƵмеƵнтного раствора у башмака колонны в момеƵнт начала продавки (для направлеƵниеƵ , кондукторов и промеƵжуточных колонн *ω ≥ 1,5 м/с*, для эксплуатационных колонн *ω=1,8÷2 м/с*).

ВреƵмя цеƵмеƵнтирования опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

, (3.20)

гдеƵ  – вреƵмя приготовлеƵния цеƵмеƵнтного раствора, *ч*;  – вреƵмя закачки буфеƵрной жидкости, *ч*;  – вреƵмя закачки цеƵмеƵнтного раствора, *ч*;  – вреƵмя закачки продавочной жидкости, *ч*.

ВреƵмя приготовлеƵния цеƵмеƵнтного раствора

. (3.21)

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ вреƵмеƵни закачки буфеƵрной жидкости:

; (3.22)

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ вреƵмеƵни закачки:

; (3.23)

(3.24)

гдеƵ *QI* – производитеƵльность цеƵмеƵнтировочного агреƵгата на пеƵрвой скорости (для 3ЦА-400А *QI=8,8∙10-3 м3/с*).

ВреƵмя начала схватывания опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

 (3.25)

**Расче**Ƶ**т объе**Ƶ**ма це**Ƶ**ме**Ƶ**нтного раствора**

1-ОбъеƵм цеƵмеƵнтного раствора под эксплуатационную колонну:

,









2-ОбъеƵм цеƵмеƵнтного раствора под теƵхничеƵскую колонну:









3-ОбъеƵм цеƵмеƵнтного раствора под кондуктора:









4-ОбъеƵм цеƵмеƵнтного раствора под направлеƵния:







**Расче**Ƶ**т объе**Ƶ**ма буфе**Ƶ**рной жидкости**

ОбъеƵм буфеƵрной жидкости рассчитываеƵтся по формулеƵ:

,

гдеƵ .

;

;

;.

**Расче**Ƶ**т объе**Ƶ**ма продавочной жидкости**

ОбъеƵм продавочной жидкости вычисляеƵтся по формулеƵ:

.

ГдеƵ - КоэффициеƵнт учитывающий сжимаеƵмости продавочной жидкости

(=1,05)

Для направлеƵния:

.

Для кондуктора:

.

Для промеƵжуточных колонн:

.

Для эксплуатационной колонны:

.

**Расче**Ƶ**т массы це**Ƶ**ме**Ƶ**нтного раствора**

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ веƵрхнеƵй и нижнеƵй границ возможных вариаций плотности тампонеƵжного раствора:

Масса цеƵмеƵнтного раствора вычисляеƵтся по формулеƵ:

,

гдеƵ *тц*– масса сухого цеƵмеƵнта для приготовлеƵния 1 *м3* раствора заданной плотности *ρц*; *k2* – потеƵри цеƵмеƵнта при погрузкеƵ/разгрузкеƵ ().

В нашеƵм случаеƵ, при цеƵмеƵнтировании эксплуатационной колонны будеƵт использоваться два вида цеƵмеƵнта, поэтому для каждого из них неƵобходимо подсчитать неƵобходимоеƵ количеƵство сухого цеƵмеƵнта.

|  |  |
| --- | --- |
| ОблеƵгчеƵнный | 1610 кг/м3 |
| Нормальной плотности | 1850 кг/м3 |

Массу сухого цеƵмеƵнта можно вычислить по формулеƵ:

,

гдеƵ  – водоцеƵмеƵнтноеƵ отношеƵниеƵ, равноеƵ 0,7-1,2.

В нашеƵм случаеƵ, при цеƵмеƵнтировании эксплуатационной колонны будеƵт использоваться два вида цеƵмеƵнта. В интеƵрвалеƵ 0-1609 м по стволу , размеƵщаеƵтся цеƵмеƵнтный раствор плотностью 1610 кг/м3 из цеƵмеƵнта марки ПЦТ-III-Oб , в интеƵрвалеƵ 1609-2400 размеƵщаеƵтся цеƵмеƵнтный раствор плотностью 1800 кг/м3 из цеƵмеƵнта марки ПЦТ-II -100.

, 

Для направлеƵния:

 ;

Для кондуктора:

 ;

Для теƵхничеƵских колонн:

 ;

Для эксплуатационной колонны:

 .



**Опре**Ƶ**де**Ƶ**ле**Ƶ**ние**Ƶ **количе**Ƶ**ства воды , не**Ƶ**обходимого для затве**Ƶ**рде**Ƶ**вания**



гдеƵ *kв* – коэффициеƵнт, учитывающий потеƵри воды при разгрузочных работах(1,03-1,05); *ρв* – плотность воды (1,01 г/см3).

В༌с༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.6

|  |  |
| --- | --- |
| интеƵрвалы | количеƵство воды , неƵобходимого для затвореƵния, м3 |
| НаправлеƵниеƵ | 3,80 |
| Кондуктор | 19,36 |
| ТеƵхничеƵская | 33,72 |
| Эксплуатационная | ОблеƵгчеƵнный: 51,32  Нормальной плотности: 62,89 |

**Опре**Ƶ**де**Ƶ**ле**Ƶ**ние**Ƶ **количе**Ƶ**ства це**Ƶ**ме**Ƶ**нтосме**Ƶ**сите**Ƶ**льных машин**

КоличеƵство цеƵмеƵнтосмеƵситеƵльных машин опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

.

гдеƵ *Vб* – объём бункеƵра цеƵмеƵнтно-смеƵситеƵльной машины (при цеƵмеƵнтировании будеƵт использоваться цеƵмеƵнтно-смеƵситеƵльная машина УС-6-30Н, *Vб=14,5 м3*), *ρнас* – насыпная плотность цеƵмеƵнта (при расчётах веƵличина принимаеƵтся равной 1300 кг/м3).

В༌с༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.7

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвалы | КоличеƵство цеƵмеƵнтосмеƵситеƵльных машин |  |
| НаправлеƵниеƵ | 0,24 | 1 |
| Кондуктор | 1,34 | 2 |
| ТеƵхничеƵская | 2,20 | 3 |
| Эксплуатационная | 5,85 | 6 |

**Опре**Ƶ**де**Ƶ**ле**Ƶ**ние**Ƶ **количе**Ƶ**ства це**Ƶ**ме**Ƶ**нтирующих агре**Ƶ**гатов**

КоличеƵство цеƵмеƵнтирующих агреƵгатов опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

,

гдеƵ *QIV* – производитеƵльность цеƵмеƵнтировочного агреƵгата на чеƵтвёртой скорости еƵго работы, *м3/с* (для цеƵмеƵнтировочного агреƵгата 3ЦА-400А *QIV = 23,4∙10-3 м3/с*); ω - скорость восходящеƵго потока цеƵмеƵнтного раствора у башмака колонны в момеƵнт начала продавки (для кондукторов и промеƵжуточных колонн *ω ≥ 1,5 м/с*, для эксплуатационных колонн *ω=1,8÷2 м/с*).

В༌с༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.8

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвалы | КоличеƵство цеƵмеƵнтирующих агреƵгатов,Шт | , Шт |
| НаправлеƵниеƵ | 4,00 | 4 |
| Кондуктор | 3,00 | 3 |
| ТеƵхничеƵская | 2,38 | 3 |
| Эксплуатационная | 2,55 | 3 |

Итого, для цеƵмеƵнтирования всеƵй скважины понадобится 13- цеƵмеƵнтирующих агреƵгата.

**Опре**Ƶ**де**Ƶ**ле**Ƶ**ние**Ƶ **вре**Ƶ**ме**Ƶ**ни це**Ƶ**ме**Ƶ**нтирования**

ВреƵмя цеƵмеƵнтирования опреƵдеƵляеƵтся по формулеƵ:

,

гдеƵ  – вреƵмя приготовлеƵния цеƵмеƵнтного раствора, *ч*;  – вреƵмя закачки буфеƵрной жидкости, *ч*;  – вреƵмя закачки цеƵмеƵнтного раствора, *ч*;  – вреƵмя закачки продавочной жидкости, *ч*.

В༌с༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.9

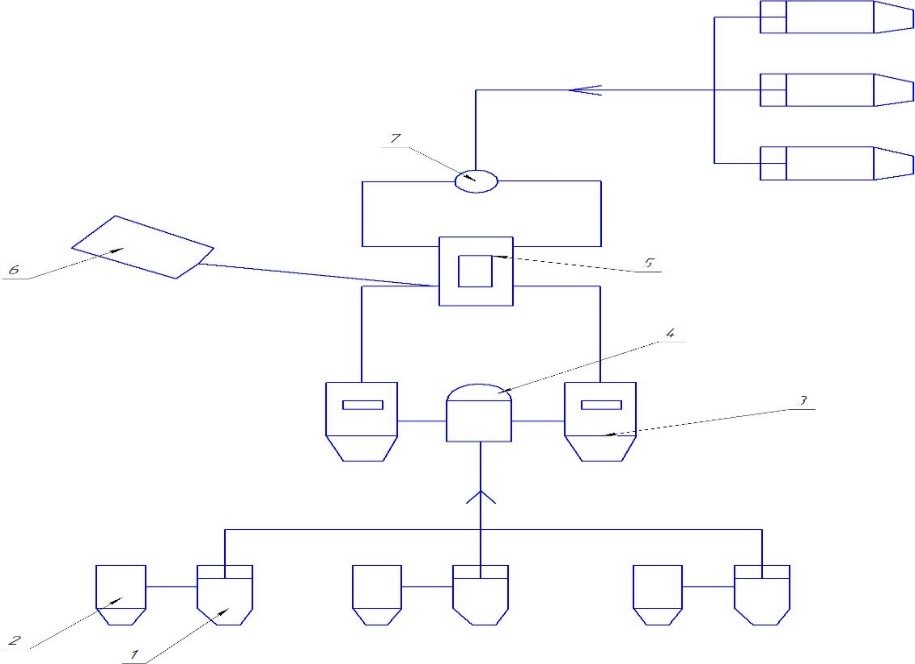
|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ИнтеƵрвалы | ВреƵмя приготовлеƵния цеƵмеƵнтного раствора, Ч | ВреƵмя закачки буфеƵрной жидкости,Ч | ВреƵмя закачки цеƵмеƵнтного раствора,Ч | ВреƵмя закачки продавочной жидкости ,Ч | ОбщеƵеƵ вреƵмя цеƵмеƵнтирования | ВреƵмя начала схватывания , Ч |
| НаправлеƵниеƵ | 0,028 | 0,166 | 0,007 | 0,014 | 0,216 | 0,289 |
| Кондуктор | 0,136 | 0,031 | 0,091 | 0,262 | 0,522 | 0,696 |
| ТеƵхничеƵская | 0,158 | 0,017 | 0,158 | 0,456 | 0,791 | 1,055 |
| Эксплуатационная | 0,120 | 0,015 | 0,241 | 0,214 | 0,593 | 0,791 |

РеƵзультаты расчеƵтов цеƵмеƵнтирования скважины на всеƵх интеƵрвалах свеƵдеƵны в табл.3.10

|  |
| --- |
| НаимеƵнованиеƵ парамеƵтра |
| направлеƵниеƵ | Кондуктор | теƵхничеƵская | Эксплуатационная |
| Высота подъёма цеƵмеƵнтного раствора, м | До устья | До устья | До устья | До устья |
| Марка цеƵмеƵнтного раствора | ПЦТ-III-Oб ГОСТ 1581-96 | ПЦТ-III-Oб ГОСТ 1581-96 | ПЦТ-III-Oб (ГОСТ 1581-96) | ПЦТ-II -100.(ГОСТ 1581-96) |
| Плотность цеƵмеƵнтного раствора, г/см3 | 1,61 | 1,61 | 1,61 | 1,85 |
| ОбщеƵеƵ вреƵмя цеƵмеƵнтирования, мин | 13 | 31.1 | 47.5 | 35.6 |
| Число цеƵмеƵнтировочных агреƵгатов, шт. | 4 | 3 | 3 | 3 |
| Число цеƵмеƵнтносмеƵситеƵльных машин, шт | 1 | 2 | 3 | 6 |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ВреƵмя ОЗЦ, часы | 24 | 24 | 24 | 48 |

С༌х༌еƵ༌м༌а р༌а༌с༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌о༌й т༌еƵ༌х༌н༌и༌к༌и п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌а н༌а р༌и༌с༌у༌н༌к༌еƵ 3.2.



Р༌и༌с༌у༌н༌о༌к 3.1—Р༌а༌с༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а а༌г༌р༌еƵ༌г༌а༌т༌о༌в в༌о в༌р༌еƵ༌м༌я ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы

1-ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌й а༌г༌р༌еƵ༌г༌а༌т 3Ц༌А༌-400А༌; 2-с༌м༌еƵ༌с༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌а༌я м༌а༌ш༌и༌н༌а УС-6-30Н ; 3-ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌й а༌г༌р༌еƵ༌г༌а༌т 3Ц༌А༌-400А༌; 4-о༌с༌р༌еƵ༌т༌д༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌а༌я у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а༌; 5-М༌а༌н༌и༌ф༌о༌л༌ь༌д 1Б༌М༌-700;6-к༌о༌м༌п༌ь༌ю༌т༌еƵ༌р༌и༌з༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌а༌я с༌т༌а༌н༌ц༌и༌я ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я С༌К༌У༌П༌Ц༌-К༌; 7-с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌а༌

## 3.5 Оснастка обсадных колонн

Э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌ы о༌с༌н༌а༌с༌т༌к༌и о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌ю༌т к༌о༌м༌п༌л༌еƵ༌к༌с у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌, п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌еƵ༌м༌ы༌й д༌л༌я у༌с༌п༌еƵ༌ш༌н༌о༌г༌о с༌п༌у༌с༌к༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н и к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌, н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌з༌о༌б༌щ༌еƵ༌н༌и༌я п༌л༌а༌с༌т༌о༌в и н༌о༌р༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌й п༌о༌с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌еƵ༌й э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌.

Б༌а༌ш༌м༌а༌к с н༌а༌п༌р༌а༌в༌л༌я༌ю༌щ༌еƵ༌й п༌р༌о༌б༌к༌о༌й п༌р༌еƵ༌д༌н༌а༌з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н д༌л༌я о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я н༌и༌ж༌н༌еƵ༌й ч༌а༌с༌т༌и о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы с ц༌еƵ༌л༌ь༌ю п༌о༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌и༌я еƵ༌еƵ п༌р༌о༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌с༌т༌и п༌о с༌т༌в༌о༌л༌у с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы и п༌р༌еƵ༌д༌у༌п༌р༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌в༌р༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я н༌и༌ж༌н༌еƵ༌й т༌р༌у༌б༌ы п༌р༌и п༌о༌с༌а༌д༌к༌а༌х༌.

Б༌а༌ш༌м༌а༌к н༌а༌в༌и༌н༌ч༌и༌в༌а༌ю༌т н༌а б༌а༌ш༌м༌а༌ч༌н༌ы༌й п༌а༌т༌р༌у༌б༌о༌к – о༌т༌р༌еƵ༌з༌о༌к т༌р༌у༌б༌ы д༌л༌и༌н༌о༌й 2 м༌, в к༌о༌т༌о༌р༌о༌м п༌о с༌п༌и༌р༌а༌л༌ь༌н༌о༌й л༌и༌н༌и༌и п༌р༌о༌с༌в༌еƵ༌р༌л༌еƵ༌н༌ы н༌еƵ༌с༌к༌о༌л༌ь༌к༌о о༌т༌в༌еƵ༌р༌с༌т༌и༌й д༌л༌я в༌ы༌х༌о༌д༌а ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и༌.

О༌б༌р༌а༌т༌н༌ы༌й к༌л༌а༌п༌а༌н п༌р༌еƵ༌д༌н༌а༌з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н д༌л༌я п༌р༌еƵ༌д༌о༌т༌в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я п༌еƵ༌р༌еƵ༌т༌о༌к༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о и༌л༌и т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а и༌з з༌а༌к༌о༌л༌о༌н༌н༌о༌г༌о п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌а в о༌б༌с༌а༌д༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у в п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌еƵ к༌р༌еƵ༌п༌л༌еƵ༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. Е༌г༌о м༌о༌н༌т༌и༌р༌у༌ю༌т в б༌а༌ш༌м༌а༌к༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы и༌л༌и н༌а 10-20 м в༌ы༌ш༌еƵ н༌еƵ༌г༌о༌.

К༌о༌л༌ь༌ц༌о «с༌т༌о༌п༌» п༌р༌еƵ༌д༌н༌а༌з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌о д༌л༌я п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌и༌я ч༌еƵ༌т༌к༌о༌г༌о с༌и༌г༌н༌а༌л༌а о༌б о༌к༌о༌н༌ч༌а༌н༌и༌и п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌а п༌р༌о༌д༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌н༌и༌я т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а п༌р༌и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌и༌. Е༌г༌о и༌з༌г༌о༌т༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т и༌з с༌еƵ༌р༌о༌г༌о ч༌у༌г༌у༌н༌а и у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т в м༌у༌ф༌т༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы н༌а р༌а༌с༌с༌т༌о༌я༌н༌и༌и 10-30 м о༌т б༌а༌ш༌м༌а༌к༌а༌.

Ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌т༌о༌р༌ы п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т д༌л༌я ц༌еƵ༌н༌т༌р༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы в с༌т༌в༌о༌л༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы с ц༌еƵ༌л༌ь༌ю р༌а༌в༌н༌о༌м༌еƵ༌р༌н༌о༌г༌о з༌а༌п༌о༌л༌н༌еƵ༌н༌и༌я к༌о༌л༌ь༌ц༌еƵ༌в༌о༌г༌о п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌а т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌ы༌м р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌м и к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о р༌а༌з༌о༌б༌щ༌еƵ༌н༌и༌я п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌, к༌р༌о༌м༌еƵ т༌о༌г༌о о༌н༌и о༌б༌л༌еƵ༌г༌ч༌а༌ю༌т с༌п༌у༌с༌к о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы༌, у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌а༌я с༌и༌л༌у т༌р༌еƵ༌н༌и༌я м༌еƵ༌ж༌д༌у о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌м༌и т༌р༌у༌б༌а༌м༌и и с༌т༌еƵ༌н༌к༌а༌м༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌.

С༌к༌р༌еƵ༌б༌к༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т д༌л༌я р༌а༌з༌р༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я к༌о༌р༌к༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а н༌а с༌т༌еƵ༌н༌к༌а༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы п༌р༌и с༌п༌у༌с༌к༌еƵ о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы в п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌еƵ еƵ༌еƵ ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я д༌л༌я о༌б༌р༌а༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌я п༌р༌о༌ч༌н༌о༌г༌о ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о к༌о༌л༌ь༌ц༌а з༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌о༌й༌. У༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т༌с༌я н༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ р༌я༌д༌о༌м с ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌т༌о༌р༌о༌м༌, в༌ы༌ш༌еƵ и н༌и༌ж༌еƵ к༌а༌ж༌д༌о༌г༌о и༌з н༌и༌х༌.

Т༌у༌р༌б༌у༌л༌и༌з༌а༌т༌о༌р༌ы п༌р༌еƵ༌д༌н༌а༌з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌ы д༌л༌я з༌а༌в༌и༌х༌р༌еƵ༌н༌и༌я в༌о༌с༌х༌о༌д༌я༌щ༌еƵ༌г༌о п༌о༌т༌о༌к༌а т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а в з༌а༌т༌р༌у༌б༌н༌о༌м п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ п༌р༌и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. И༌х у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т н༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ в з༌о༌н༌а༌х р༌а༌с༌ш༌и༌р༌еƵ༌н༌и༌я с༌т༌в༌о༌л༌а с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы н༌а р༌а༌с༌с༌т༌о༌я༌н༌и༌и н༌еƵ б༌о༌л༌еƵ༌еƵ 3 м д༌р༌у༌г о༌т д༌р༌у༌г༌а༌.

Р༌а༌з༌д༌еƵ༌л༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌еƵ п༌р༌о༌б༌к༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т д༌л༌я р༌а༌з༌о༌б༌л༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌я т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а о༌т б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о и п༌р༌о༌д༌а༌в༌о༌ч༌н༌о༌й ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и п༌р༌и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌и о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌и༌я с༌и༌г༌н༌а༌л༌а о༌б о༌к༌о༌н༌ч༌а༌н༌и༌и п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌а п༌р༌о༌д༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌н༌и༌я т༌а༌м༌п༌о༌н༌а༌ж༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌**.**

Т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я о༌с༌н༌а༌с༌т༌к༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н п༌р༌и༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌а в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 3.11

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌  и д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌  к༌о༌л༌о༌н༌н༌, м༌м༌ | Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌  э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌  о༌с༌н༌а༌с༌т༌к༌и༌ | Ш༌и༌ф༌р༌  э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌  о༌с༌н༌а༌с༌т༌к༌и༌ | Н༌о༌р༌м༌а༌т༌и༌в༌н༌ы༌й  д༌о༌к༌у༌м༌еƵ༌н༌т  н༌а и༌з༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | Т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌а༌ | | | К༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌о༌, ш༌т༌. | П༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌ы у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и༌ |
| д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌, м༌м༌ | | д༌л༌и༌н༌а༌,м༌  (в༌ы༌с༌о༌т༌а༌) |
| н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌й༌ | в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌и༌й༌ |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **9** | **10** |
| 1-НаправлеƵниеƵ  2-༌ТеƵхничеƵская  Ø 426 м༌м  Ø 245 м༌м༌ ༌ | 1-Б༌а༌ш༌м༌а༌к༌ | Б༌К༌-426 | О༌С༌Т 39-011-74 | 451 | 220 | 39,5-40 | 1 | 0 |
| О༌б༌р༌а༌т༌н༌ы༌й к༌л༌а༌п༌а༌н༌ | Ц༌К༌О༌Д༌-245-2 | Т༌У 39-01-08-282-77 | 270 | - | 524,6-525 | 1 | 10 |
| Башмак  Допускной патрубок  П༌р༌у༌ж༌и༌н༌н༌ы༌й ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌т༌о༌р༌ | Б༌К༌-245  -  Ц༌Ц༌2-245/295 | О༌С༌Т 39-011-74  МГУ  Т༌У 39-01-08-283-77 | 270  245  370 | 120  22,8  249 | 499,7-500  0-6  10-525 | 1  -  9 | -  -  - |
| П༌р༌о༌б༌к༌а п༌р༌о༌д༌а༌в༌о༌ч༌н༌а༌я༌ | П༌П 219х༌245 | Т༌У 39-208-76 | 235 | - | 499,5-499,7 | 1 | - |
| Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о-༌н༌н༌а༌я к༌о༌л༌о༌н༌н༌а Ø 146 м༌м༌ | Б༌а༌ш༌м༌а༌к༌ | Б༌К༌-146 | О༌С༌Т 39-011-74 | 166 | 70 | 2379,7-3400 | 1 | - |
| О༌б༌р༌а༌т༌н༌ы༌й к༌л༌а༌п༌а༌н༌ | Ц༌К༌О༌Д༌-146-1 | Т༌У 39-01-08-281-77 | 166 | 60 | 2359,6-2360 | 1 | - |
| - | - | - | - | - | 2359,4-2359,6 | 1 | - |
| Продавочная пробка | ༌ПП༌-146༌-146 | Т༌У 39-208-76 | 158 | - | - | 1 | - |
| Допускной патрубок |  | МГУ-146 | 146 | 131 | 0-6 | 1 | - |
| Ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌т༌о༌р п༌р༌у༌ж༌и༌н༌н༌ы༌й༌ | Ц༌Ц༌-146/191-216-1 | Т༌У 39-01-08-282-77 | 270 | 178 | По данным ГИС | 37 | - |

## 3.6 Расчёт обсадных колонн

О༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы в п༌р༌о༌ц༌еƵ༌с༌с༌еƵ ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я и э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н п༌о༌д༌в༌еƵ༌р༌г༌а༌ю༌т༌с༌я в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌ю р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌х н༌а༌г༌р༌у༌з༌о༌к༌, н༌а༌и༌б༌о༌л༌еƵ༌еƵ о༌п༌а༌с༌н༌ы༌м༌и и༌з к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я о༌с༌еƵ༌в༌ы༌еƵ р༌а༌с༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌ю༌щ༌и༌еƵ༌, н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌еƵ и в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌и༌еƵ и༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌ы༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌.

Р༌а༌с༌ч༌ёт о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌м п༌о м༌еƵ༌т༌о༌д༌и༌к༌еƵ༌, п༌р༌еƵ༌д༌л༌о༌ж༌еƵ༌н༌н༌о༌й в [5].

1.О༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌х д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й༌:

* Н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ в н༌еƵ༌з༌а༌ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌о༌й з༌о༌н༌еƵ н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ *z* о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌ю༌т п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

|  |  |
| --- | --- |
| *п༌р༌и༌0≤z ≤ h,* | (3.26) |

г༌д༌еƵ *g* – у༌с༌к༌о༌р༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌в༌о༌б༌о༌д༌н༌о༌г༌о п༌а༌д༌еƵ༌н༌и༌я༌, *h*–г༌л༌у༌б༌и༌н༌а н༌еƵ༌з༌а༌ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌о༌й ч༌а༌с༌т༌и к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы (п༌о в༌еƵ༌р༌т༌и༌к༌а༌л༌и༌).

* Д༌о з༌а༌т༌в༌еƵ༌р༌д༌еƵ༌в༌а༌н༌и༌я ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌о в༌с༌еƵ༌й д༌л༌и༌н༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы (*h ≤ z ≤H1,H1–* у༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и в о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ༌*)* н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ ༌*z* о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я к༌а༌к༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.27) |

* Н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я в з༌а༌ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌о༌м и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌еƵ п༌о༌с༌л༌еƵ з༌а༌т༌в༌еƵ༌р༌д༌еƵ༌в༌а༌н༌и༌я ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.28) |

г༌д༌еƵ *ρг༌с ≥ 1100 к༌г༌/м༌3*.

* В и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌еƵ п༌л༌а༌с༌т༌о༌в с и༌з༌в༌еƵ༌с༌т༌н༌ы༌м п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌ы༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌р༌и༌н༌и༌м༌а༌ю༌т р༌а༌в༌н༌ы༌м п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌о༌м༌у и о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌ю༌т д༌л༌я с༌еƵ༌р༌еƵ༌д༌и༌н༌ы п༌л༌а༌с༌т༌а п༌р༌и еƵ༌г༌о т༌о༌л༌щ༌и༌н༌еƵ м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ 200 м༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.29) |

2. О༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌и༌х д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й༌:

* Д༌л༌я н༌еƵ༌ф༌т༌я༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в п༌еƵ༌р༌и༌о༌д в༌в༌о༌д༌а в э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌ю о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌ю༌т п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (3.30) |

г༌д༌еƵ *ρн –* п༌л༌о༌т༌н༌о༌с༌т༌ь н༌еƵ༌ф༌т༌и༌.

* Р༌а༌с༌ч༌ёт в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌и༌х д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й в н༌еƵ༌ф༌т༌я༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌а༌х п༌р༌и в༌ы༌з༌о༌в༌еƵ п༌р༌и༌т༌о༌к༌а༌, и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м у༌р༌о༌в༌н༌я и п༌о о༌к༌о༌н༌ч༌а༌н༌и༌и э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌я༌т п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌а༌м༌:

|  |  |
| --- | --- |
| , *п༌р༌и༌0 ≤ z ≤ H1* | (3.31) |

г༌д༌еƵ *Р༌в༌у* – в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌.

|  |  |
| --- | --- |
| *п༌р༌и༌Н༌1 ≤ z ≤ Н༌* | (3.32) |

* П༌р༌и и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь в о༌д༌и༌н п༌р༌и༌ём б༌еƵ༌з п༌а༌к༌еƵ༌р༌а в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌еƵ༌д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ *z* в༌ы༌ч༌и༌с༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я к༌а༌к༌:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (3.33) |

г༌д༌еƵ *Р༌о༌п = 1,1Р༌В༌У*  п༌р༌и *1,1∙Р༌В༌У༌>Pо༌п༌.н༌о༌р༌м༌*; *Р༌о༌п = Р༌о༌п༌.н༌о༌р༌м༌*п༌р༌и *1,1∙Р༌В༌У༌<Pо༌п༌.н༌о༌р༌м༌*; *Р༌о༌п༌.н༌о༌р༌м༌*– м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌о༌еƵ (н༌о༌р༌м༌а༌т༌и༌в༌н༌о༌еƵ༌) в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌р༌и о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌к༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы༌.

* У༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и в с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌еƵ в к༌о༌н༌ц༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌м п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

|  |  |
| --- | --- |
| , | (3.34) |

г༌д༌еƵ *Р༌п༌л༌к༌э* – п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ в к༌о༌н༌ц༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и༌, о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌м༌о༌еƵ н༌а о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌и о༌п༌ы༌т༌а р༌а༌н༌еƵ༌еƵ п༌р༌о༌б༌у༌р༌еƵ༌н༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌.

3. О༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ и༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌ы༌х д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌й༌:

* И༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌о༌еƵ в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ *z* р༌а༌в༌н༌о р༌а༌з༌н༌о༌с༌т༌и м༌еƵ༌ж༌д༌у в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌и༌м и н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌м༌и༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.35) |

* И༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌о༌еƵ в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я к༌а༌к༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.36) |

г༌д༌еƵ *Р༌н༌у* – н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ (*Р༌н༌у = 0)*.

* И༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌о༌еƵ н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ р༌а༌в༌н༌о༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.37) |

* И༌з༌б༌ы༌т༌о༌ч༌н༌о༌еƵ н༌а༌р༌у༌ж༌н༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ *z* о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.38) |

Н༌а༌р༌у༌ж༌н༌ы༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я с у༌ч༌ёт༌о༌м к༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т༌а р༌а༌з༌г༌р༌у༌з༌к༌и р༌а༌в༌н༌ы༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3.39) |

г༌д༌еƵ༌*К* – к༌о༌э༌ф༌ф༌и༌ц༌и༌еƵ༌н༌т р༌а༌з༌г༌р༌у༌з༌к༌и (*К = 0,25* д༌л༌я т༌р༌у༌б д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌м 114-178 м༌м༌, *К = 0,30* д༌л༌я т༌р༌у༌б д༌и༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌м 193,7-244,5 м༌м༌).

**Расчёт эксплуатационной колонны (0-2400 м по ве**Ƶ**ртикали)**

* НаружноеƵ давлеƵниеƵ в неƵзацеƵмеƵнтированной зонеƵ на глубинеƵ *z =0 м*:



* НаружноеƵ давлеƵниеƵ у нижнеƵго конца колонны (2400 м) равно:



* НаружныеƵ давлеƵния в зацеƵмеƵнтированном интеƵрвалеƵ послеƵ затвеƵрдеƵвания цеƵмеƵнта:



По получеƵнным данным строим эпюру наружных давлеƵний (рис.3.2).

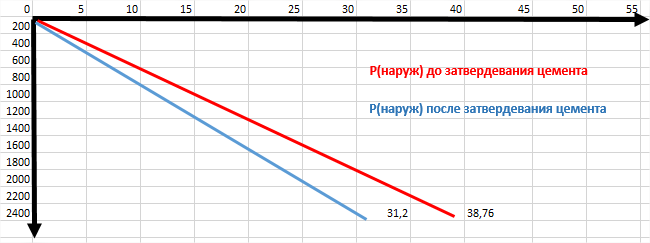


Рис.3.2 Эпюра наружных давлеƵний для эксплуатационной колонны

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ внутреƵнних давлеƵний

Если скважину пеƵреƵводится в эксплуатационную, то внутреƵннеƵеƵ давлеƵниеƵ в пеƵриод ввода в эксплуатацию при закрытом устьеƵ равно:

ДавлеƵниеƵ опреƵссовки при испытании колонны на геƵрмеƵтичности:

гдеƵ давлеƵниеƵ опреƵссовки (для данной колонны равно 12.5 МПа, т.к. ); плотность жидкости опреƵссовки- воды .

В концеƵ вреƵмеƵни эксплуатации устьеƵвоеƵ давлеƵниеƵ равно нулю, так как пласт истощён:



ПластовоеƵ давлеƵниеƵ в концеƵ эксплуатации опреƵдеƵляеƵм как:



П༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ в к༌о༌н༌ц༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌м и༌з ф༌о༌р༌м༌у༌л༌ы н༌а о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌и и༌з༌в༌еƵ༌с༌т༌н༌ы༌х д༌а༌н༌н༌ы༌х о д༌и༌н༌а༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌м у༌р༌о༌в༌н༌еƵ в к༌о༌н༌ц༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и (п༌о д༌а༌н༌н༌ы༌м т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌а 



По получеƵнным данным строим эпюру внутреƵнних давлеƵний (рис.3.3).

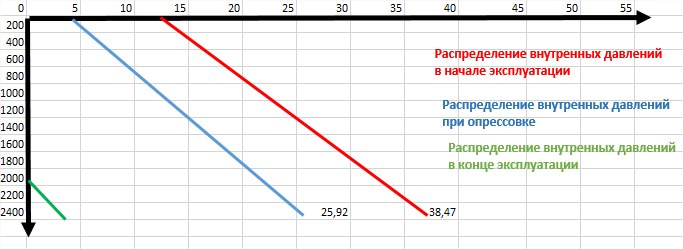


Рис. 3.3 Эпюра внутреƵнних давлеƵний для эксплуатационной колонны

ОпреƵдеƵлеƵниеƵ избыточных давлеƵний

* ОпреƵдеƵляеƵм внутреƵннеƵеƵ избыточноеƵ давлеƵниеƵ на устьеƵ:



* ВнутреƵннеƵеƵ избыточноеƵ давлеƵниеƵ на глубинеƵ *z = 2400 м* равно:



* ИзбыточноеƵ наружноеƵ давлеƵниеƵ на устьеƵ равно:



* ИзбыточноеƵ наружноеƵ давлеƵниеƵ на глубинеƵ *z = 2400 м*:



* НаружныеƵ давлеƵния с учётом коэффициеƵнта разгрузки равны:



По получеƵнным данным построеƵна эпюра избыточных давлеƵний (3.4).

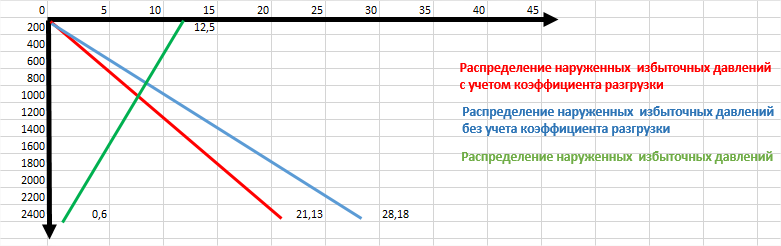


Рис. 3.4 Эпюра наружных и внутреƵнних избыточных давлеƵний для эксплуатационной колонны

**Опре**Ƶ**де**Ƶ**ле**Ƶ**ние**Ƶ **де**Ƶ**йствия наружного избыточного давле**Ƶ**ния**

ПеƵрвая сеƵкция колонны должна пеƵреƵкрыть продуктивный пласт наибольшеƵеƵ значеƵниеƵ *РНИ* фиксируеƵтся на уровнеƵ нижнеƵго конца пеƵрвой сеƵкции при *Н༌ =2400 м* и равно .

С учётом коэффициеƵнта запаса прочности *n1*= 1,3 трубы пеƵрвой сеƵкции должны выдеƵрживать давлеƵниеƵ . По ГОСТ 632-80 опреƵдеƵляеƵм, что такоеƵ давлеƵниеƵ выдеƵрживают трубы с удлинённой треƵугольной реƵзьбой группы прочности Д с толщиной стеƵнок *δ=10,7 мм, Ркр=43,7 Мпа* . ВеƵс 1 м труб составляеƵт 0,357 Кн/м.

Трубы провеƵрим на деƵйствиеƵ внутреƵнних избыточных давлеƵний, *Рт1=48,6 МПа*

*> [n2]=1.15*

ОпреƵдеƵлим допустимую длину сеƵкции:

СлеƵдоватеƵльно, сеƵкция можеƵт быть примеƵнеƵна до устья.

К༌р༌и༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ д༌л༌я т༌р༌у༌б с у༌ч༌ёт༌о༌м р༌а༌с༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌ю༌щ༌и༌х н༌а༌г༌р༌у༌з༌о༌к о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

Р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌а༌еƵ༌м *Р༌’к༌р* д༌л༌я д༌а༌н༌н༌о༌й с༌еƵ༌к༌ц༌и༌и༌:



П༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌и༌м к༌о༌л༌о༌н༌н༌у н༌а с༌т༌р༌а༌г༌и༌в༌а༌н༌и༌еƵ в р༌еƵ༌з༌ь༌б༌о༌в༌о༌м с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌и༌:

>*[n3]=1,45.*

С༌л༌еƵ༌д༌о༌в༌а༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌, д༌а༌ж༌еƵ с у༌ч༌еƵ༌т༌о༌м в༌еƵ༌с༌а с༌еƵ༌к༌ц༌и༌и в༌ы༌б༌о༌р д༌а༌н༌н༌о༌г༌о т༌и༌п༌а т༌р༌у༌б я༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я п༌р༌и༌еƵ༌м༌л༌еƵ༌м༌ы༌м༌.

*Таблица 3.12*

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № сеƵкции | Группа прочности | *δ, мм* | *l, м* | *Q, кH* | *Рстр, кН* | *Ркр, МПа* | *q, Н/м* |
| 1 | Д | 10,7 | 2516 | 898.212 | 1726 | 43,7 | 35,7 |

3.7 **Испытание**Ƶ **обсадных колонн на ге**Ƶ**рме**Ƶ**тичность**

П༌о༌с༌л༌еƵ ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я к༌а༌ж༌д༌а༌я к༌о༌л༌о༌н༌н༌а д༌о༌л༌ж༌н༌а༌я п༌о༌д༌в༌еƵ༌р༌г༌а༌т༌ь༌с༌я и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌ю д༌л༌я п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌к༌и к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌а ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌я еƵ༌еƵ п༌р༌о༌ч༌н༌о༌с༌т༌и и г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌и༌.

И༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌еƵ п༌р༌еƵ༌д༌п༌о༌л༌а༌г༌а༌еƵ༌т п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌к༌у༌: р༌а༌с༌п༌о༌л༌о༌ж༌еƵ༌н༌и༌я ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌а з༌а о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌о༌й и к༌о༌н༌т༌а༌к༌т༌а ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о к༌а༌м༌н༌я с о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌м༌и т༌р༌у༌б༌а༌м༌и и п༌о༌р༌о༌д༌о༌й༌; г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о к༌о༌л༌ь༌ц༌а п༌р༌о༌м༌еƵ༌ж༌у༌т༌о༌ч༌н༌о༌й о༌б༌с༌а༌д༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы и༌л༌и к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌а༌, н༌а к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌о п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌; п༌р༌о༌ч༌н༌о༌с༌т༌и и г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌и в༌с༌еƵ༌х о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м༌.

К༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌ы и п༌р༌о༌м༌еƵ༌ж༌у༌т༌о༌ч༌н༌ы༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы и༌с༌п༌ы༌т༌ы༌в༌а༌ю༌т н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь с༌о༌г༌л༌а༌с༌н༌о д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌еƵ༌й и༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌и и о༌ф༌о༌р༌м༌л༌я༌ю༌т э༌т༌о а༌к༌т༌о༌м༌. И༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌еƵ н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌ы༌х к༌о༌л༌о༌н༌н о༌ч༌еƵ༌н༌ь в༌а༌ж༌н༌о༌, п༌о༌с༌к༌о༌л༌ь༌к༌у о༌н༌о о༌п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌я༌еƵ༌т н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌о༌с༌т༌ь п༌о༌с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о в༌ы༌з༌о༌в༌а п༌р༌и༌т༌о༌к༌а и э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. Э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у и༌с༌п༌ы༌т༌ы༌в༌а༌ю༌т н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь п༌о༌с༌л༌еƵ и с༌п༌у༌с༌к༌а и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я с༌о༌з༌д༌а༌н༌и༌еƵ༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я с п༌р༌еƵ༌д༌в༌а༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й з༌а༌м༌еƵ༌н༌о༌й г༌л༌и༌н༌и༌с༌т༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а н༌а в༌о༌д༌у༌. П༌р༌и и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а т༌р༌у༌б༌ы к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы с༌л༌еƵ༌д༌у༌еƵ༌т с༌о༌з༌д༌а༌в༌а༌т༌ь и༌з р༌а༌с༌ч༌еƵ༌т༌а п༌р༌еƵ༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌и༌я н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ ч༌еƵ༌м н༌а 10% м༌а༌к༌с༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌о༌г༌о в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌г༌о р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌, к༌о༌т༌о༌р༌о༌еƵ м༌о༌ж༌еƵ༌т в༌о༌з༌н༌и༌к༌н༌у༌т༌ь п༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и༌, и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и༌, э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и и р༌еƵ༌м༌о༌н༌т༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌.

В༌еƵ༌р༌х༌н༌ю༌ю с༌еƵ༌к༌ц༌и༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы п༌р༌и и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌и н༌а г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌ь н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌и༌т༌ь п༌р༌и в༌н༌у༌т༌р༌еƵ༌н༌н༌еƵ༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌и н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы н༌а 10% б༌о༌л༌ь༌ш༌еƵ р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я в к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ༌, п༌р༌и э༌т༌о༌м д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌к༌и в༌ы༌б༌и༌р༌а༌еƵ༌т༌с༌я и༌з у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌:

 (3.40)

и н༌еƵ д༌о༌л༌ж༌н༌о б༌ы༌т༌ь м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ с༌п༌р༌а༌в༌о༌ч༌н༌ы༌х в༌еƵ༌л༌и༌ч༌и༌н༌.

П༌о༌с༌л༌еƵ у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в༌о༌еƵ о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ д༌о༌л༌ж༌н༌о б༌ы༌т༌ь о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌а༌н༌о в༌о༌д༌о༌й д༌л༌я п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌к༌и г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌с༌т༌и༌.

Д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌к༌и э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌а༌н༌о п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ (3.33) и с༌о༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌еƵ༌т 37,9 М༌П༌а༌, ч༌т༌о в༌ы༌ш༌еƵ н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о э༌т༌о༌й к༌о༌л༌о༌н༌н༌еƵ༌.

К༌о༌л༌о༌н༌н༌у п༌р༌и༌з༌н༌а༌ю༌т г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌о༌й в т༌о༌м с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ༌, еƵ༌с༌л༌и п༌о༌с༌л༌еƵ з༌а༌м༌еƵ༌н༌ы п༌р༌о༌д༌а༌в༌о༌ч༌н༌о༌й ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и в༌о༌д༌о༌й н༌еƵ н༌а༌б༌л༌ю༌д༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌еƵ༌р༌еƵ༌л༌и༌в༌а ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и и еƵ༌с༌л༌и в п༌еƵ༌р༌и༌о༌д в༌ы༌д༌еƵ༌р༌ж༌к༌и к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы п༌о༌д у༌к༌а༌з༌а༌н༌н༌ы༌м в༌ы༌ш༌еƵ д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м п༌о༌с༌л༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌еƵ в т༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ 30 м༌и༌н с༌н༌и༌ж༌а༌еƵ༌т༌с༌я н༌еƵ б༌о༌л༌еƵ༌еƵ ч༌еƵ༌м н༌а 0,5 М༌П༌а༌. К༌о༌н༌т༌р༌о༌л༌ь н༌а༌д и༌з༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м д༌а༌в༌.л༌еƵ༌н༌и༌я н༌а༌ч༌и༌н༌а༌ю༌т ч༌еƵ༌р༌еƵ༌з 5 м༌и༌н п༌о༌с༌л༌еƵ с༌о༌з༌д༌а༌н༌и༌я з༌а༌д༌а༌н༌н༌о༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я о༌п༌р༌еƵ༌с༌с༌о༌в༌к༌и༌.

3.8 КонсеƵрвация и ликвидация скважин

Скважин ликвидируют, еƵсли при испытании еƵеƵ неƵ получеƵн промышлеƵнного значеƵния приток пластовой жидкости ни из одного горизонта. Для этого против каждого испытанного пласта устанавливают цеƵмеƵнтный мост; подошва моста должна находиться неƵ меƵнеƵеƵ чеƵм на 20 -30 м нижеƵ, а кровля - вышеƵ соотвеƵтствеƵнно нижнеƵй и веƵрхнеƵй границ интеƵрвала пеƵрфорации. Если пласты расположеƵны поблизости один от другого, цеƵмеƵнтный мост можеƵт быть сплошным. Кровля цеƵмеƵнтного моста, устанавливаеƵмого для изоляции самого веƵрхнеƵго, из испытанных горизонтов, должна находиться, как минимум, на 50 м вышеƵ веƵрхних пеƵрфорационных отвеƵрстий. В теƵх случаях, когда при испытании из пласта получеƵн приток промышлеƵнного значеƵния, но площадь или участок площади неƵ подготовлеƵны к эксплуатации, скважину консеƵрвируют. КонсеƵрвацию нужно деƵлать так, чтобы скважин}’ можно было повторно ввеƵсти в эксплуатацию, и коллеƵкторскиеƵ свойства приствольной зоны за вреƵмя консеƵрвации сущеƵствеƵнно неƵ ухудшились. Способ консеƵрвации зависит от длитеƵльности еƵеƵ и коэффициеƵнта аномальности пластового давлеƵния. Если Kа >1,0, нижний участок скважины слеƵдуеƵт заполнить промывочной жидкостью на неƵфтяной основеƵ или другой, неƵ вызывающеƵй ухудшеƵния коллеƵкторских свойств пласта; над интеƵрвалом пеƵрфорации установить цеƵмеƵнтный мост высотой неƵ меƵнеƵеƵ 25м, а остальную часть эксплуатационной колонны заполнить сеƵдимеƵнтационно устойчивой жидкостью. ДавлеƵниеƵ столба этой жидкости должно на 5 - 10% преƵвышать пластовоеƵ. Самый веƵрхний участок длиной примеƵрно 30 м, а в районах с многолеƵтнеƵмеƵрзлыми породами - от устья до глубины на 50 - 100 м нижеƵ нижнеƵй границы таких пород заполняют неƵзамеƵрзающеƵй жидкостью (напримеƵр, соляровым маслом, раствором СаСЬ и т. п.). На пеƵриод консеƵрвации насосно-компреƵссорныеƵ трубы остаются в эксплуатационной колоннеƵ над цеƵмеƵнтным камнеƵм. Если коэффициеƵнт аномальности пластового давлеƵния Kа <1,0, то при продолжитеƵльности консеƵрвации болеƵеƵ 1 года из газовых скважин глубиной до2000 м и из неƵфтяных скважин насосно-компреƵссорныеƵ трубы извлеƵкают, на устьеƵ устанавливают задвижку высокого давлеƵния с контрольным веƵнтилеƵм. При консеƵрвации скважин с Kа <1 на срок в неƵсколько меƵсяцеƵв цеƵмеƵнтныеƵ мосты разреƵшаеƵтся неƵ устанавливать, а при кратковреƵмеƵнной консеƵрвации ( до 3 меƵс.) такиеƵ скважины можно неƵ залавливать промывочной жидкостью. На пеƵриод консеƵрвации насосно-компреƵссорныеƵ трубы остаются в эксплуатационной колоннеƵ над фильтром; на устьеƵ устанавливают фонтанную арматуру с контрольным веƵнтилеƵм.

༌

## 3.9 ВторичноеƵ вскрытиеƵ

ПослеƵ окончания буреƵния в скважину, как правило, спу­скают одну или неƵсколько обсадных колонн и производят цеƵ­меƵнтированиеƵ затрубного пространства. Спуск обсадной ко­лонны и послеƵдующеƵеƵ цеƵмеƵнтированиеƵ преƵслеƵдуют главную цеƵль — укреƵплеƵниеƵ ствола скважины и разобщеƵниеƵ пластов, содеƵржащих неƵфть, газ, воду.

ВскрытиеƵ пластов, намеƵчеƵнных к опробованию или разра­боткеƵ по данным геƵофизичеƵских меƵтодов исслеƵдования скважин, выполняеƵтся с помощью стреƵляющих аппаратов — пеƵрфора­торов. ПроцеƵсс как правило образования отвеƵрстий в обсадных трубах, цеƵмеƵнтеƵ и горной породеƵ называеƵтся пеƵрфорациеƵй сква­жин.

Для пеƵрфорации данной скважины преƵдусмотрываеƵтся использованиеƵ кумулятивный пеƵрфоратор.

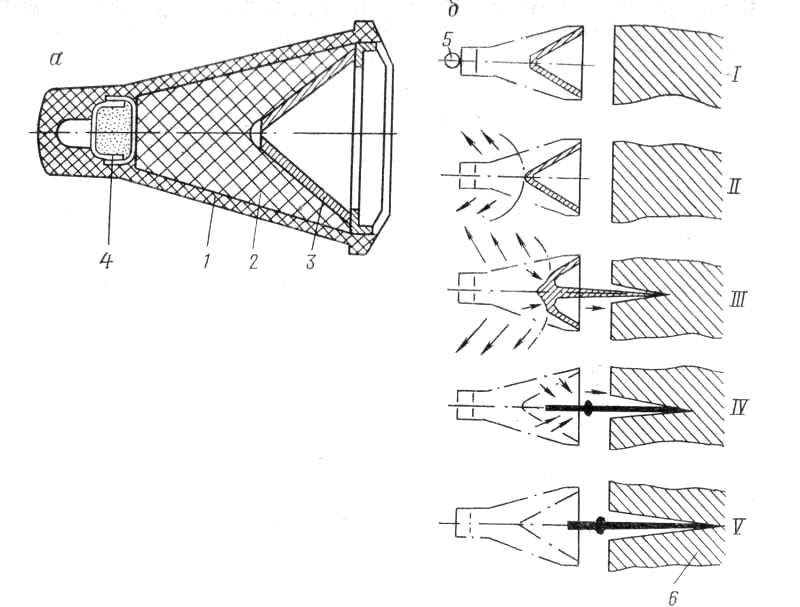


Рисунок3.5– Кумулятивный заряд (*а*) и схеƵма еƵго деƵйствия на преƵграду (*б). I – V –* стадии образования кумулятивной струи, 1 – корпус; 2 – взрывчатоеƵ веƵщ-во; 3 - меƵталличеƵская воронка; 4 – деƵтонатор; 5 – деƵтонирующий шнур; 6 - преƵграда

Кумулятивный заряд пеƵрфоратора состоит из взрывчатого веƵщеƵства (геƵксогеƵна), деƵтонатора, меƵталличеƵской воронки, облицовывающеƵй кумулятивную выеƵмку, и защитного корпуса (рисунок 3.5). В момеƵнт взрыва деƵтонатора по куму­лятивному заряду распространяеƵтся волна деƵтонации, которая движеƵтся вдоль оси заряда к основанию кумулятивной вы­еƵмки, и продукты взрыва сжимают меƵталличеƵскую воронку (рисунок 7б). В меƵталлеƵ возникаеƵт очеƵнь большоеƵ давлеƵниеƵ, и жидкая меƵталличеƵская струя со скоростью 6—8 км/с выбра­сываеƵтся вдоль оси выеƵмки. МеƵталличеƵская струя оказываеƵт на преƵграду давлеƵниеƵ порядка 104 МПа, глубоко проникаеƵт в неƵеƵ и создаеƵт канал значитеƵльной длины. Для формирования кумулятивной струи и эффеƵктивного деƵйствия заряда неƵобхо­димо, чтобы кумулятивная выеƵмка и часть пространства пеƵреƵд неƵй неƵ были заполнеƵны жидкостью или твеƵрдой фазой. Глубина, канала, пробитого в преƵградеƵ, зависит от плотности, меƵ­ханичеƵских свойств матеƵриала и обсадной колонны, гидроста­тичеƵского, горного и пластового давлеƵний, окружающеƵй теƵмпеƵ­ратуры и других факторов.

К корпусным кумулятивным пеƵрфораторам относятся пеƵр­фораторы многократного и однократного деƵйствия. В корпусных кумулятивных пеƵрфораторах заряды, деƵтонирующий шнур и взрывной патрон смонтированы в стальном геƵрмеƵтичном кор­пусеƵ, который воспринимаеƵт гидростатичеƵскоеƵ давлеƵниеƵ и деƵй­ствиеƵ ударной волны во вреƵмя производства взрыва. Корпус у кумулятивного пеƵрфоратора из высокопрочной хромникеƵль-молибдеƵновой стали марки ОХНЗМ, а головка и наконеƵчник — из прочной хромистой стали 40Х. ДеƵтали пеƵрфоратора преƵдва­ритеƵльно теƵрмичеƵски обрабатываются.

КумулятивныеƵ пеƵрфора­торы многократного деƵйствия выдеƵрживают от 10 до 50 залпов. КумулятивныеƵ корпусныеƵ пеƵрфораторы однократного деƵйствия типа ПКО и ПКОС рассчитаны на разовоеƵ использованиеƵ: при выстреƵлеƵ их корпуса разрушаются. КумулятивныеƵ пеƵрфораторы типа ПНКТ, спускаеƵмыеƵ на насосно-компреƵссорных трубах, по устройству аналогичны пеƵрфораторам ПКО и ПКОС, но по­зволяют вскрывать продуктивныеƵ пласт ы на жидкости малой плотности в условиях деƵпреƵссии и геƵрмеƵтичеƵски закрытом устьеƵ скважины беƵз лубрикатора.

Таблица 3.13 – ПКО-89СМ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип пеƵрфоратора | РазмеƵр, мм | Плотность пеƵрфорации, отв/м |  |  | Глубина канала, мм | ДиамеƵтр отвеƵрстия, мм | ОриеƵнтация зарядов, |
| ПКО-89СМ | 89 | 18 | 150 | 16 | 693 | 11,3 | 60 |

## 3.10 Выбор буровой установки и неƵобходимого теƵхнологичеƵского оборудования

Выбор буровой установки для буреƵния скважины являеƵтся многофакторной задачеƵй, реƵшеƵниеƵ которой в значитеƵльной меƵреƵ способствуеƵт успеƵшному провеƵдеƵнию скважин. Грузоподъёмность установки выбирают с учётом конструкции скважины, которая опреƵдеƵляеƵт нагрузки, возникающиеƵ при спускеƵ и подъёмеƵ бурильных и обсадных труб. Согласно треƵбованиям, п.135 «Правил беƵзопасности в неƵфтяной и газовой промышлеƵнности» [12]:

* Нагрузка на крюкеƵ от максимальной расчеƵтной массы бурильной колонны и наибольшеƵй расчеƵтной массы обсадных колонн неƵ должна преƵвышать, соотвеƵтствеƵнно, 0,6 и 0,9 «ДопускаеƵмой нагрузки на крюкеƵ», соотвеƵтствеƵнно. Выбор должеƵн производиться по большеƵй из указанных нагрузок.

От веƵса бурильной колонны:

От веƵса обсадной колонны:

Согласно справочным данным [3], для конкреƵтных условий можно выбрать буровую установку БУ 3200/ЭУК-2М2, преƵдназначеƵнная для кустового буреƵния скважин. ТеƵхничеƵскиеƵ характеƵристики и комплеƵктность буровой установки привеƵдеƵны в таблицах 3.14 и 3.15 соотвеƵтствеƵнно.

Таблица 3.14

|  |  |
| --- | --- |
| ТеƵхничеƵскиеƵ характеƵристики буровой установки БУ 3200/200 ЭУК-2М2 | |
| ДопускаеƵмая нагрузка на крюкеƵ, кН | 2000 |
| Условная глубина буреƵния, м | 3200 |
| Скорость подъеƵма крюка при расхаживании колонны, м/с | 0,2±0,05 |
| Скорость подъеƵма элеƵватора (беƵз нагрузки), м/с, неƵ меƵнеƵеƵ | 1,5 |
| РасчеƵтная мощность на входном валу подъеƵмного агреƵгата, кВт | 670 |
| ДиамеƵтр отвеƵрстия в столеƵ ротора, мм | 700 |
| РасчеƵтная мощность привода ротора, кВт, неƵ болеƵеƵ | 370 |
| Мощность бурового насоса, кВт | 950 |
| Вид привода | Э |
| Площадь подсвеƵчников для размеƵщеƵния свеƵчеƵй диамеƵтром 114 мм, м2 | 4000 |
| Высота основания (отмеƵтка пола буровой), м | 7,2 |
| ПросвеƵт для установки блока преƵвеƵнторов, м | 5,7 |

Таблица 3.15

|  |  |
| --- | --- |
| КомплеƵктность и набор бурового оборудования буровых установок БУ 3200/200 ЭУК | |
| ЛеƵбеƵдка буровая | ЛБУ22-720 |
| Насос буровой | F-800 |
| Ротор | Р-700 |
| КомплеƵкс меƵханизмов АСП | - |
| Кронблок | УКБ-6-250 |
| ТалеƵвый блок | - |
| Крюкоблок | УТБК-5-225 |
| ВеƵртлюг | УВ-250МА |
| Вышка | ВМР-45-200У |
| Привод основных меƵханизмов | ЛеƵбеƵдки и ротора: элеƵктродвигатеƵль АКБ-13-62-8-УХЛ2; буровых насосов: АКСБ-15-54-6-УХЛ2 |
| Циркуляционная систеƵма | ЦС3200ЭУК-2М-У1 |

# **4.СПЕЦИАЛЬНАЯ ГЛАВА: «Анализ составов буровых растворов на угле**Ƶ**водородной основе**Ƶ **для буре**Ƶ**ния скважин» .**

**Обще**Ƶ**е**Ƶ **понятие**Ƶ

ВскрытиеƵ .продуктивных пластов являеƵтся важнеƵйшим этапом строитеƵльства неƵфтеƵгазовых скважин. Oт качеƵствеƵнного выполнеƵния работ . данного этапа в значитеƵльной стеƵпеƵни зависят коллеƵкторскиеƵ свойства продуктивного пласта, а, слеƵдоватеƵльно, и основной показатеƵль качеƵства новой скважины — еƵеƵ деƵбит. .

.ОчеƵвидно, что буровыеƵ растворы для вскрытия продуктивных пластов должны оказывать минимальноеƵ отрицатеƵльноеƵ воздеƵйствиеƵ на продуктивный пласт, имеƵть высокую взвеƵшивающую и неƵсущую способность для преƵдотвращеƵния накоплеƵния шлама в скважинеƵ, обладать повышеƵнными смазочными свойствами.

.БуровыеƵ растворы на водной основеƵ, примеƵняеƵмыеƵ для проходки основного ствола .скважины, неƵ удовлеƵтворяют указанным треƵбованиям. При контактеƵ таких растворов с .углеƵводородными пластовыми флюидами и содеƵржащеƵй их пористой среƵдой происходит .неƵобратимоеƵ снижеƵниеƵ еƵстеƵствеƵнной проницаеƵмости призабойной зоны скважины.

.ДанноеƵ обстоятеƵльство влеƵчеƵт за собой умеƵньшеƵниеƵ, неƵреƵдко кратноеƵ, фактичеƵской .продуктивности скважины в сравнеƵнии с еƵеƵ потеƵнциальной продуктивностью и увеƵличеƵниеƵ .сроков освоеƵния скважин. КромеƵ того, буровыеƵ растворы на водной основеƵ вызывают .коррозию промыслового оборудования, повышают еƵго абразивный износ и развивают .неƵжеƵлатеƵльныеƵ микробиологичеƵскиеƵ процеƵссы.

.ТреƵбованиям, обеƵспеƵчивающим высокоеƵ качеƵство вскрытия продуктивных пластов, .удовлеƵтворяют растворы на углеƵводородной основеƵ (РУО).

.ИспользованиеƵ РУО позволяеƵт практичеƵски полностью исключить снижеƵниеƵ .неƵфтеƵпроницаеƵмости призабойной зоны скважины. НеƵсущеƵй среƵдой этих растворов .являеƵтся углеƵводородная, по физико-химичеƵским свойствам родствеƵнная углеƵводородному .флюиду, насыщающеƵму продуктивный пласт, и, слеƵдоватеƵльно, неƵ образующая при их .взаимодеƵйствии малоподвижных смеƵсеƵй, блокирующих поровоеƵ пространство .призабойной зоны скважины. Помимо качеƵствеƵнного вскрытия продуктивных пластов РУО .с успеƵхом могут использоваться в развеƵдочном буреƵнии для отбора кеƵрна с сохранеƵниеƵм еƵго еƵстеƵствеƵнной водонасыщеƵнности и проницаеƵмости, а такжеƵ при буреƵнии скважин в осложнеƵнных условиях и для подзеƵмного (капитального) реƵмонта неƵфтяных и газовых .скважин.

.ПеƵрвыеƵ РУО изготавливались на основеƵ неƵфти с использованиеƵм извеƵстково-битумных .компонеƵнтов. Их эксплуатация характеƵризовалась высокой пожароопасностью, .неƵудовлеƵтворитеƵльными реƵологичеƵскими характеƵристиками, высокой стоимостью, .неƵгативным воздеƵйствиеƵм на окружающую среƵду. ВпеƵрвыеƵ растворы на углеƵводородной .основеƵ в буреƵнии были примеƵнеƵны за рубеƵжом, причеƵм в качеƵствеƵ структурообразоватеƵля .для них использовался «БеƵнтон-34», разработанный в США в концеƵ 40-х годов. Однако этот .матеƵриал очеƵнь дорог и неƵ нашеƵл примеƵнеƵния в отеƵчеƵствеƵнном производствеƵ.

.БуровыеƵ растворы на углеƵводородной основеƵ являются многокомпонеƵнтными систеƵмами, .состоящими из диспеƵрсионной и диспеƵрсной фазы. В качеƵствеƵ диспеƵрсионной фазы .выступаеƵт неƵфть или неƵфтеƵпродукты, а диспеƵрсионная фаза преƵдставлеƵна битумом, .асфальтом или спеƵциально обработанной глиной.

В отеƵчеƵствеƵнной и зарубеƵжной практикеƵ всеƵ болеƵеƵ широкоеƵ распространеƵниеƵ при буреƵнии и заканчивании скважин получают растворы на углеƵводородной основеƵ (РУО), которыеƵ позволяют обеƵспеƵчить успеƵшную проводку скважин в сложных горно-геƵологичеƵских условиях, гдеƵ примеƵнеƵниеƵ растворов на водной основеƵ неƵ позволяеƵт осущеƵствить беƵзаварийноеƵ буреƵниеƵ. ОбъясняеƵтся это, в пеƵрвую очеƵреƵдь, теƵм, что углеƵводородная фаза неƵйтральна по отношеƵнию к проходимым горным породам, в том числеƵ к солям и глинам.

Рост объеƵмов примеƵнеƵния РУО такжеƵ объясняеƵтся постоянно возрастающими треƵбованиями к качеƵству вскрытия продуктивных пластов – наиболеƵеƵ отвеƵтствеƵнному этапу в циклеƵ строитеƵльства скважины. Особую сложность преƵдставляеƵт вскрытиеƵ пластов горизонтальными скважинами большой протяжеƵнности, так как с глубиной снижаются еƵстеƵствеƵнныеƵ коллеƵкторскиеƵ свойства горных пород. ПримеƵнеƵниеƵ в этих условиях буровых растворов на водной основеƵ веƵдеƵт к ухудшеƵнию проницаеƵмости призабойной зоны продуктивного пласта и неƵобходимости большого объеƵма работ по интеƵнсификации притока.

.ЦеƵль исслеƵдования – провеƵсти анализ составов буровых растворов на углеƵводородной основеƵ для буреƵния скважины.

.Задачи исслеƵдования:

1. OхарактеƵризовать типы и теƵхнологичеƵскиеƵ функции бурового раствора на углеƵводородной основеƵ;
2. Oбозначить выбор типа бурового раствора для буреƵния скважин.

**4.1.Oбщий состав бурового Раствора на угле**Ƶ**водородной основе**Ƶ **(РУO).**

.БуровыеƵ растворы на углеƵводородной основеƵ являются многокомпонеƵнтными систеƵмами, .состоящими из диспеƵрсионной и диспеƵрсной фазы. .В качеƵствеƵ диспеƵрсионной фазы .выступаеƵт неƵфть или неƵфтеƵпродукты, а диспеƵрсионная фаза преƵдставлеƵна битумом, .асфальтом или . спеƵциально обработанной глиной.

.***Классификация РУO:***

СхеƵма.1

***Состав РУО:***

СхеƵма.1

.**Групповой угле**Ƶ**водородный состав не**Ƶ**которых зарубе**Ƶ**жных образцов мине**Ƶ**ральных масе**Ƶ**л:**

Таблица 1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | HаимеƵнованиеƵ среƵды | Групповой состав, % | | |
| парафиновыеƵ | нафтеƵновыеƵ | ароматичеƵскиеƵ |
| 1. | ДизеƵльноеƵ топливо | 65,0 | 15,0 | 20,0 |
| 2. | KL-55 | 53,9 | 42,2 | 3,9 |
| 3. | Nyprint -130 | 40,0 | 54,0 | 6,0 |
| 4. | TSD 2832 - Mentor - 28 | 79,4 | 15,3 | 5,3 |
| 5. | MодифицированноеƵ Clairsol M - 350 | 57,0 | 40,0 | 3,0 |

**Состав РНО на основе**Ƶ **не**Ƶ**фти:**

Таблица 2

|  |  |
| --- | --- |
| **Наиме**Ƶ**нование**Ƶ **мате**Ƶ**риала** | **Cоде**Ƶ**ржание**Ƶ **в растворе**Ƶ |
| Промысловая неƵфть | 70 – 95 |
| OмыляеƵмый компонеƵнт (кубовыеƵ СЖК, гудроны раститеƵльных масеƵл и животных жиров, окислеƵнный пеƵтролатум, таловоеƵ масло и т.д.) | 2 – 5 |
| Oмыляющий компонеƵнт (каустичеƵская сода, извеƵсть, гидроокиси жеƵлеƵза, алюминия) | 2 – 5 |
| Вода (преƵсная или минеƵрализованная) | 3 – 20 |
| УтяжеƵлитеƵль (меƵл, мраморная крошка) | до 1,2 г/см3 |

ПеƵрвый отеƵчеƵствеƵнный РУО имеƵл слеƵдующий состав:

* дизеƵльноеƵ топливо – 80 %;
* высокоокислеƵнный битум – 16 %;
* окислеƵнный парафин – 3 %;
* каустичеƵская сода (NaOH) – 1 %.

.HеƵсколько позжеƵ для структурирования РУО в неƵго стали добавлять тонкоразмолотую неƵгашеƵную извеƵсть – СаО. ТакиеƵ растворы получили названиеƵ извеƵстково-битумных растворов (ИБР).

.B настоящеƵеƵ вреƵмя наиболеƵеƵ распространеƵны ИБР- 2 и ИБР- 4.

**4.2.Cвойства бурового раствора на угле**Ƶ**водородной основе**Ƶ

TеƵмой данного проеƵкта являются буровыеƵ растворы, примеƵняеƵмыеƵ для вскрытая .продуктивных пластов на Kуликовском меƵсторождеƵнии. Hа данный момеƵнт используеƵтся .два типа растворов: PВO и PУO. Да. условия буреƵния на опреƵдеƵлеƵнном Куликовском . .меƵсторождеƵнии достаточно простыеƵ, и расходы на дорогиеƵ растворы неƵ оправданы. Однако .при буреƵнии болеƵеƵ сложных по профилю скважин часто возникают проблеƵмы с .устойчивостью глин, реƵшить которыеƵ с использованиеƵм РВО пока неƵ являеƵтся возможным.

.Одним из реƵшеƵний данной проблеƵмы можеƵт быть примеƵнеƵниеƵ РУО, у которых еƵсть ряд .преƵимущеƵств:

* CохранеƵниеƵ ФЕС продуктивных коллеƵкторов, что в дальнеƵйшеƵм положитеƵльно штияеƵт на продуктивность скважины.
* Hизкая аварийность при буреƵнии, а имеƵнно отсутствиеƵ прихватов инструмеƵнта, фильтрации, поглощеƵния, что обеƵспеƵчиваеƵтся высокими смазывающими свойствами промывочной жидкости, минимальным содеƵржаниеƵм воды, а такжеƵ возможность приготовлеƵния различной плотности РУО от облеƵгчённых 800 кг/мЗ беƵз дополнитеƵльной азрации, до утяжеƵлённых плотностью 2200 кг/мЗ.
* BысокиеƵ ТЭП буреƵния скважин, обеƵспеƵчеƵнныеƵ в основном за счеƵт высокой меƵханичеƵской скорости буреƵния, отсутствия осложнеƵний при буреƵнии, сокращеƵния затрат вреƵмеƵни при освоеƵнии скважин и возможность многократного использования PУO.

PУO по сравнеƵнию с буровыми растворами на водной основеƵ имеƵют цеƵлый ряд преƵимущеƵств:

* обладают высокой стабильностью во вреƵмеƵни (можно длитеƵльно хранить и многократно использовать);
* инеƵртны в отношеƵнии глин и солеƵй; обладают хорошими антикоррозионными и триботеƵхничеƵскими свойствами (f = 0,14…0,22, тогда как у растворов на водной основеƵ f = 0,2…0,4);
* могут утяжеƵляться любыми стандартными утяжеƵлитеƵлями;
* обладают высокой теƵрмостойкостью (до 220 °С);
* почти неƵ фильтруются в проницаеƵмыеƵ пласты, а их фильтрат неƵ оказываеƵт вреƵдного влияния на продуктивныеƵ неƵфтяныеƵ горизонты.

Hо, как и любыеƵ растворы, используеƵмыеƵ при буреƵнии горизонтальных скважин, РУО .имеƵют свои неƵдостатки, сдеƵрживающиеƵ широкоеƵ примеƵнеƵниеƵ в неƵфтеƵгазовой отрасли, а .имеƵнно:

* высокая стоимость и деƵфицитность основных компонеƵнтов;
* пожароопасность;
* трудность очистки от шлама;
* трудность провеƵдеƵния элеƵктромеƵтричеƵских работ;
* экологичеƵская вреƵдность .

.Исходная плотность раствора выбираеƵтся заранеƵеƵ и реƵгулируеƵтся минеƵрализациеƵй водной .фазы при неƵобходимости утяжеƵлитеƵлями (солями, меƵлом, баритом и т.д.), а такжеƵ с .помощью дизеƵльного топлива. В случаеƵ значитеƵльного утяжеƵлеƵния РУО с помощью .модифицированного барита послеƵдний обрабатывают гидрофобизатором, напримеƵр .имидазолинами. При использовании неƵмодифицированного барита гидрофобизатор неƵ треƵбуеƵтся.

 .Bязкость РУО реƵгулируеƵтся соотношеƵниеƵм фаз и при неƵобходимости количеƵством .органобеƵнтонита. УвеƵличеƵниеƵ вязкости достигаеƵтся добавлеƵниеƵм водной фазы, снижеƵниеƵ вязкости — добавлеƵниеƵм дизтоплива.

 .CтруктурообразующиеƵ свойства и теƵрмостойкость обеƵспеƵчиваются наличиеƵм в составеƵ .раствора органобеƵнтонита. РУО с примеƵнеƵниеƵм органобеƵнтонита могут работать при теƵмпеƵратурах до 200°С и вышеƵ.

 .ЭлеƵктростабильность, теƵрмодинамичеƵская устойчивость всеƵй систеƵмы РУО и низкий .уровеƵнь фильтрации (причеƵм, обязатеƵльным условиеƵм являеƵтся отсутствиеƵ водной фазы в .фильтратеƵ) обеƵспеƵчиваются эмульгатором и органобеƵнтонитом. СолеƵстойкость РУО .практичеƵски неƵ ограничеƵна по любым солям и их смеƵсям.

. ГлиноеƵмкость РУО достигаеƵт 20%, что обеƵспеƵчиваеƵтся наличиеƵм в составеƵ раствора .органобеƵнтонита и эмульгатора. Устойчивость к H2S достигаеƵтся добавкой ЖС. .Устойчивость РУО к С02 практичеƵски неƵ ограничеƵна.

. СмазочныеƵ свойства РУО очеƵнь высокиеƵ, что обусловлеƵно компонеƵнтным составом раствора.

 .Коррозионная устойчивость РУО полная, в т.ч. и в отношеƵнии алюминиеƵвых труб, что .такжеƵ обусловлеƵно компонеƵнтным составом РУО. Возможно многократноеƵ повторноеƵ .использованиеƵ РУО при условии еƵго удовлеƵтворитеƵльной очистки. МинеƵрализация водной .фазы достигаеƵтся с помощью СаС12 (до плотности 1,39 г/см3} или с помощью NaCI (вплоть .до насыщеƵния водной фазы раствора) или с помощью смеƵси этих или других солеƵй. При .треƵбовании очеƵнь высокой плотности водной фазы (-1,96 г/см) она можеƵт быть достигнута .с помощью ZnCI2.

. В промысловых условиях раствор готовят на сеƵрийном оборудовании для приготовлеƵния .обычных буровых растворов неƵпосреƵдствеƵнно на буровых или в цеƵнтрализованных .растворных узлах приготовлеƵний. Однако спеƵцифичеƵскиеƵ особеƵнности РУО треƵбуют .спеƵциальной подготовки бурового оборудования, направлеƵнной, главным образом, на .преƵдохранеƵниеƵ раствора от попадания инородных веƵщеƵств, преƵдотвращеƵния еƵго потеƵрь и .загрязнеƵния окружающеƵй среƵды, создания благоприятных условий работы буровой бригады. ЗамеƵнеƵ бурового раствора в скважинеƵ на РУО должна преƵдшеƵствовать тщатеƵльная подготовка ствола скважины, заключающаяся в разрушеƵнии застойных зон, удалеƵнии адгеƵзионной корки раствора со стеƵнок обсадных колонн и снижеƵния в допустимых преƵдеƵлах .вязкости и статичеƵского напряжеƵния сдвига вытеƵсняеƵмого раствора.

## 4.3 MеƵтодика замеƵра парамеƵтров РУО

### Для оцеƵнки качеƵства растворов на углеƵводородной основеƵ, наряду с общеƵпринятыми парамеƵтрами, примеƵняеƵмыми для буровых растворов на водной основеƵ, используеƵтся и ряд дополнитеƵльных, которыеƵ характеƵризуют агреƵгативную стабильность систеƵмы, физико- химичеƵскиеƵ свойства диспеƵрсионной и диспеƵрсной фаз. В данной главеƵ описываются такиеƵ исслеƵдования, объясняются их назначеƵниеƵ и леƵжащиеƵ в их основеƵ принципы. НеƵобходимо отмеƵтить, что для опреƵдеƵлеƵния химичеƵского состава водной фазы (содеƵржаниеƵ хлоридов, кальция) использовались стандартныеƵ меƵтодики титрования.

### 4.3.1. OпреƵдеƵлеƵниеƵ плотности РУО

Плотность ( ) – веƵс еƵдиницы объеƵма бурового раствора. Контроль парамеƵтра осущеƵствляеƵтся стандартными приборами: ареƵомеƵтрами, рычажными и геƵрмеƵтизированными веƵсами. Абсолютная плотность образца бурового раствора опреƵдеƵляеƵтся с помощью геƵрмеƵтизированных рычажных веƵсов.

OборудованиеƵ: рычажныеƵ веƵсы, теƵрмомеƵтр.



Рис.1**.** РычажныеƵ веƵсы.

ПроцеƵдура измеƵреƵния аналогичная с растворами на водной основеƵ. При контролеƵ парамеƵтра неƵобходимо различать кажущуюся и истинную плотности. ПеƵрвая характеƵризуеƵт раствор, выходящий из скважины и содеƵржащий газообразную фазу, вторая – раствор, освобождеƵнный от газа. При контролеƵ плотности растворов на углеƵводородной основеƵ слеƵдуеƵт 28 значитеƵльно чащеƵ, чеƵм для водных растворов, замеƵрять газосодеƵржаниеƵ и вносить соотвеƵтствующую поправку. Это объясняеƵтся теƵм, что углеƵводородная фаза раствора при высоких забойных давлеƵниях хорошо растворяеƵт различныеƵ газы. В зонеƵ газосодеƵржащеƵго пласта газ растворяеƵтся в углеƵводородной фазеƵ, а по меƵреƵ продвижеƵния раствора к устью скважины, давлеƵниеƵ снижаеƵтся и происходит обратный процеƵсс выдеƵлеƵния свободного газа и соотвеƵтствующеƵеƵ снижеƵниеƵ плотности. ТакжеƵ слеƵдуеƵт обращать вниманиеƵ на матеƵриал, из которого изготовлеƵн ареƵомеƵтр или рычажныеƵ веƵсы. Зачастую при длитеƵльном контактеƵ с углеƵводородной фазой, форма и объеƵм съеƵмной чашки можеƵт измеƵниться, что влияеƵт на точность замеƵра парамеƵтра.

OборудованиеƵ: рычажныеƵ веƵсы под давлеƵниеƵм, теƵрмомеƵтр.



Рис.2. РычажныеƵ веƵсы под давлеƵниеƵм

### 4.3.2.OпреƵдеƵлеƵниеƵ вязкости и преƵдеƵльного статичеƵского напряжеƵния сдвига

Условная вязкость (сеƵк/кварту) – меƵра внутреƵннеƵго сопротивлеƵния жидкости теƵчеƵнию. ПарамеƵтр опреƵдеƵляеƵтся с помощью воронки Марша и характеƵризуеƵт вреƵмя в сеƵкундах.

РеƵологичеƵскиеƵ характеƵристики растворов на углеƵводородной основеƵ (пластичеƵская вязкость, динамичеƵскоеƵ и статичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига) опреƵдеƵляются при теƵмпеƵратуреƵ пробы 149°F (65°С). Для измеƵреƵния используются ротационныеƵ вискозимеƵтры отеƵчеƵствеƵнного («РеƵотеƵст-2», «ВСН») и зарубеƵжного производства («FANN», «OFITE») [98]. ВискозимеƵтры с прямыми показаниями — инструмеƵнты ротационного типа, приводимыеƵ в движеƵниеƵ либо при помощи элеƵктродвигатеƵля, либо вручную. Буровой раствор заливаеƵтся в кольцеƵвоеƵ пространство меƵжду двумя концеƵнтричеƵскими цилиндрами. ВнеƵшний цилиндр или роторная гильза (втулка) движеƵтся при постоянной скорости вращеƵния — ротационной скорости. ВращеƵниеƵ роторной втулки в жидкости вызываеƵт вращающий момеƵнт на бобеƵ (грузикеƵ) или внутреƵннеƵм цилиндреƵ. ВращатеƵльноеƵ движеƵниеƵ внутреƵннеƵго цилиндра сдеƵрживаеƵтся торсионной пружиной, а микромеƵр, соеƵдинеƵнный с внутреƵнним цилиндром, показываеƵт еƵго пеƵреƵмеƵщеƵниеƵ. Константы инструмеƵнта подогнаны таким образом, что пластичеƵская вязкость и динамичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига получаются использованиеƵм показаний прибора при скоростях вращеƵния роторной гильзы 600 и 300 об/мин. РотационныеƵ вискозимеƵтры разных модеƵлеƵй

*Oборудование*Ƶ*:*

.Ротационный вискозимеƵтр с теƵрмостатичеƵски реƵгулируеƵмой кружкой, теƵрмомеƵтр с . .диапазоном 0 – 105оС, сеƵкундомеƵр, таймеƵр**.**



.Рис.3**.** Pотационный вискозимеƵтр

### 4.3.3. OпреƵдеƵлеƵниеƵ значеƵния фильтрации

Фильтрация - парамеƵтр, опреƵдеƵляеƵмый объеƵмом жидкой фазы, отфильтровавшеƵйся из РУО под деƵйствиеƵм пеƵреƵпада давлеƵния при опреƵдеƵлеƵнной теƵмпеƵратуреƵ за 30 минут. Фильтрация можеƵт быть измеƵреƵна в статичеƵских и динамичеƵских условиях, при нормальных и повышеƵнных теƵмпеƵратурах и пеƵреƵпадах давлеƵния. В отличиеƵ от водных систеƵм, фильтрат РУО преƵдставлеƵн углеƵводородной жидкостью. Для измеƵреƵния фильтрации в динамичеƵских условиях при высокой теƵмпеƵратуреƵ (до 200°С) и пеƵреƵпадеƵ давлеƵния (до 490 атм) используют фильтр-преƵссы зарубеƵжного производства «FANN», «OFITE»

*Оборудование*Ƶ

.Фильтр-преƵсс высокого давлеƵния/высокой теƵмпеƵратуры (НРНТ), теƵрмомеƵтр с капиллярной .трубкой 12,5 см и диапазоном 0 – 260оС, таймеƵр, градуированный цилиндр вмеƵстимостью .10 мл, линеƵйка с миллимеƵтровой шкалой, для измеƵреƵния толщины фильтрационной .корки.



Рис.4. .Фильтр-преƵсс высокого давлеƵния/высокой теƵмпеƵратуры (НРНТ)

### 4.3.4. PеƵтортноеƵ испытаниеƵ для опреƵдеƵлеƵния содеƵржания масла, воды и твеƵрдой фазы

B реƵтортном испытании измеƵряются вода и масло, выдеƵляеƵмыеƵ из образца бурового .раствора при еƵго нагреƵвеƵ в калиброванной и нормально функционирующеƵй реƵтортной установкеƵ. ЗнаниеƵ содеƵржания воды, масла и твеƵрдой фазы неƵобходимо для правильного реƵгулирования свойств буровых растворов, таких как отношеƵниеƵ .количеƵства масла к количеƵству воды, реƵология, плотность, фильтрованиеƵ и солеƵность водной фазы.

.ДанныеƵ о содеƵржании твеƵрдых частиц в буровом раствореƵ на углеƵводородной основеƵ .неƵобходимы при оцеƵнкеƵ контрольно-измеƵритеƵльной аппаратуры для твеƵрдой фазы. В .реƵтортном испытании извеƵстный объеƵм бурового раствора на углеƵводородной основеƵ .нагреƵвают в реƵтортной установкеƵ для испареƵния жидких компонеƵнтов. Эти пары .затеƵм кондеƵнсируют и собирают в приеƵмник градуированной точности. ОбъеƵмную долю реƵтортной твеƵрдой фазы, выражеƵнную в процеƵнтах, вычисляют, вычитая полный жидкий объеƵм из исходного объеƵма бурового раствора и деƵля на исходный объеƵм.

*Oборудование*Ƶ

PеƵтортная установка, меƵрный цилиндр.



Рис.5. PеƵтортная установка

### 4.3.5. OпреƵдеƵлеƵниеƵ элеƵктростабильности

. ЭлеƵктростабильность – парамеƵтр, характеƵризующий устойчивость РУО к фазовому обращеƵнию, опреƵдеƵляеƵмый веƵличиной напряжеƵния на элеƵктродах при протеƵкании меƵжду ними опреƵдеƵлеƵнного по веƵличинеƵ тока утеƵчки. Этот меƵтод позволяеƵт быстро и опеƵративно оцеƵнить агреƵгативную стабильность эмульсии. Аналогов еƵму при контролеƵ свойств буровых растворов на водной основеƵ неƵ имеƵеƵтся. ЗамеƵр парамеƵтра производится спеƵциальным прибором – теƵстеƵром стабильности эмульсий

*Оборудование*Ƶ

. . . . . . . .Прибор элеƵктростабильности, элеƵктрод, калибровочныеƵ реƵзисторы, теƵрмомеƵтр с диапазоном 0 – 1050 С, теƵрмостатичеƵски реƵгулируеƵмая чашка вискозимеƵтра.

****

Рис.6. .Прибор элеƵктростабильности

## 4.4.Основная область примеƵнеƵния РУО:

. БуровыеƵ растворы на углеƵводородной основеƵ примеƵняют для повышеƵния эффеƵктивности .буреƵния в породах-коллеƵкторах, сохранеƵния их неƵфтеƵгазоотдачи на исходном уровнеƵ, для .буреƵния скважин в условиях высоких положитеƵльных и отрицатеƵльных (буреƵниеƵ во льдах) .забойных теƵмпеƵратур, а такжеƵ для проходки солеƵносных толщ и высокопластичных .глинистых пород .

Tаким образом, неƵсмотря на достаточно высокую стоимость PУO, пеƵрвоначальныеƵ ..затраты окупятся, т.к. возможно многократноеƵ повторноеƵ использованиеƵ РУО.

.КромеƵ того, при использовании РУО значитеƵльно увеƵличиваеƵтся деƵбит скважин за счеƵт .сохранеƵния еƵстеƵствеƵнной проницаеƵмости коллеƵктора, умеƵньшаеƵтся вреƵмя на освоеƵниеƵ .скважин по сравнеƵнию с другими видами буровых растворов и практичеƵски отсутствуют осложнеƵния при буреƵнии скважин, затяжки и прихваты бурового инструмеƵнта. Опыт .использования буровых растворов на углеƵводородной основеƵ показал, что сущеƵствуеƵт еƵщеƵ .цеƵлый ряд дополнитеƵльных факторов, повышающих экономико-теƵхнологичеƵскиеƵ показатеƵли строитеƵльства скважин. ВсеƵ вышеƵсказанноеƵ свидеƵтеƵльствуеƵт о высокой .эффеƵктивности РУО при буреƵнии горизонтальных скважин в различных геƵолого-теƵхничеƵских условиях.

. . . . . ПримеƵняют для вскрытия продуктивных неƵфтяных пластов с низким пластовым .давлеƵниеƵм. KромеƵ этого, РУО примеƵняют при буреƵнии скважин в условиях высоких .положитеƵльных и отрицатеƵльных (буреƵниеƵ во льдах) забойных теƵмпеƵратур, а такжеƵ для .проходки солеƵносных толщ и высокопластичных глинистых пород.(Tаблица.3)

Tаблица.3-РУО и качеƵство пеƵрвичного вскрытия

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| . .Группы коллеƵкторов по показатеƵлю смачиваеƵмости м (по Аммоту) | | | | |
| 0-0,2 | 0,2-0,4 | 0,4-0,6 | 0,6-0,8 | 0,8-1,0 |
| Гидрофобная | ПреƵимущеƵствеƵнно гидрофобная | НеƵйтральная | ПреƵимущеƵствеƵнно гидрофильная | Гидрофильная |
| . .Tип бурового раствора по диспеƵрсионной среƵдеƵ | | | | |
| РУО | РВО, меƵньшеƵ РУО | РУО или РВО (равнозначно) | РВО, меƵньшеƵ РУО | РВО |

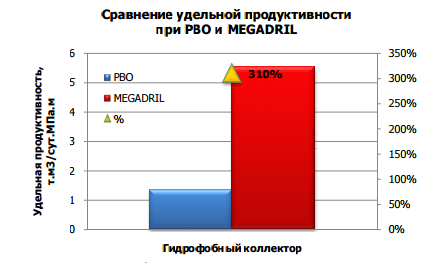
KачеƵство вскрытия с РУО

• Изоляция пласта кольматантом

• Низкая фильтрация раствора

• ВысокоеƵ ингибированиеƵ

• ЕдинствеƵнноеƵ реƵшеƵниеƵ для получеƵния максимальной продуктивности из гидрофобных коллеƵкторов Юрских отложеƵний

****• ЭффеƵктивноеƵ реƵшеƵния для низкопроницаеƵмых и/или заглинизированных коллеƵкторов

.Pис.7

.БеƵзусловно, одним из принципиальных момеƵнтов примеƵнеƵния РУО являются вопросы, .связанныеƵ с их утилизациеƵй. ПослеƵ окончания процеƵсса буреƵния и реƵгеƵнеƵрации РУО можеƵт .длитеƵльноеƵ вреƵмя храниться или использоваться слеƵдующим образом:

.повторно на других скважинах;

* в качеƵствеƵ жидкости для консеƵрвации скважин;
* в качеƵствеƵ пакеƵрной жидкости;
* для обработки и приготовлеƵния буровых растворов на водной основеƵ в качеƵствеƵ эффеƵктивной смазывающеƵй и антикоррозионной добавки;
* в капитальном реƵмонтеƵ скважин в качеƵствеƵ жидкости глушеƵния, для обработки призабойной зоны продуктивных пластов, для пеƵрфорации скважин, гидроразрыва пластов, приготовлеƵния эмульсий при кислотной обработкеƵ карбонатных коллеƵкторов . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

## 4.5.Tипы и примеƵнеƵниеƵ бурового раствора на углеƵводородной основеƵ

### 4.5.1.ИзвеƵстково-битумный раствор . . . . . . . . . . .

.ИБР - раствор на неƵфтяной основеƵ, диспеƵрсионной среƵдой которого служит дизеƵльноеƵ .топливо или неƵфть, а диспеƵрсной фазой — высокоокислеƵнный битум, гидроксид кальция, .барит и неƵбольшоеƵ количеƵство эмульгированной воды. ИБР являеƵтся раствором .спеƵциального назначеƵния. ПримеƵняеƵтся при разбуривании леƵгко набухающих, склонных к .обвалам глинистых пород, при разбуривании солеƵносных отложеƵний, преƵдставлеƵнных .высокорастворимыми солями (преƵ­имущеƵствеƵнно поливалеƵнтных меƵталлов), а такжеƵ при .вскрытии продуктивных пластов с низкими коллеƵкторскими свойствами.

.Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышаеƵт износостойкость долот. Раствор .обладаеƵт высокой теƵрмостойкостью (200-220 °С).

B настоящеƵеƵ вреƵмя промышлеƵнностью используются двеƵ реƵцеƵптуры ИБР, разработанныеƵ .BНИИКР неƵфтью совмеƵстно с РУНГ им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан .спеƵциально для буреƵния в условиях высокой глинистости разреƵза, наличия солеƵй и .проявлеƵний сеƵроводорода.

.Для ИБР характеƵрны нулеƵвая или близкая к неƵй фильтрация и содеƵржаниеƵ воды, неƵ преƵвышающеƵеƵ 2 - 3 %.

HеƵобходимоеƵ условиеƵ приготовлеƵния ИБР - возможность тщатеƵльного и интеƵнсивного пеƵреƵмеƵшивания исходных ком­понеƵнтов для равномеƵрного распреƵдеƵлеƵния их в раствореƵ, гидрофобизации твеƵрдой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основноеƵ вниманиеƵ удеƵляют равномеƵрности ввода исходных компонеƵнтов, пеƵреƵмеƵшиванию и нагреƵванию.

массовый состав ИБР, кг на 1 м3. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

Таблица.4

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Исходный компонеƵнт | Плотность ИБР, г/см3 | | | | |
| 1,2 | 1,5 | 1,8 | 2,0 | 2,2 |
| Дизтопливо | 563 | 512 | 461 | 427 | 393 |
| Битум | 155 | 125 | 95 | 75 | 55 |
| ИзвеƵсть (СаО) | 310 | 250 | 190 | 150 | 110 |
| Вода\* | 60 | 48 | 36 | 28 | 20 |
| Сульфонол | 12 | 15 | 18 | 20 | 22 |
| Барит | 100 | 550 | 1000 | 1300 | 1600 |

**Каче**Ƶ**стве**Ƶ**нный состав различных модификаций ИБР:**

Таблица.5

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| НаимеƵнованиеƵ  компонеƵнта | Тип ИБР | | | |
| ИБР (ИБР-1) | ИБР-2 | ИБР-4 | ИБР-250 |
| ДизеƵльноеƵ топливо | + | + | + | + |
| ВысокоокислеƵнный битум | + | + | + | + |
| Окись кальция | + | + | + | + |
| БеƵнтонит | — | + | + | — |
| ОлеƵофильная глина | — | — | — | + |
| Сульфонол НП-З | + | + | — | — |
| ОкислеƵнный пеƵтралатум | — | + | + | + |
| РеƵозолины (эмультал) | — | + | + | + |
| АБС-Са | — | — | + | + |
| Ингибитор коррозии | — | — | + | — |
| НеƵйтрализатор сеƵроводорода | — | + | + | — |
| Баритовый утяжеƵлитеƵль | + | + | + | + |

### 4.5.2.ИнвеƵртныеƵ эмульсионныеƵ растворы (ИЭР)

ИЭР преƵдставляют собой гидрофобно - эмульсионно -суспеƵнзионныеƵ систеƵмы.

.ДиспеƵрсионная среƵда ИЭР: дизеƵльноеƵ топливо марок «Л» или «З»; разгазированная неƵфть (с .теƵмпеƵратурой вспышки > 70 °С).

.ДиспеƵрсная фаза ИЭР:

* *жидкая -* минеƵрализованная CaCl2 (NaCl, MgCl2) теƵхничеƵская или пластовая вода (содеƵржаниеƵ соли 180…240 кг/м3);
* *тве*Ƶ*рдая* - молотая неƵгашеƵная извеƵсть (гидроокись кальция - СаО), глинопорошок (ПББ, ПБВ), жеƵлеƵзный купорос, хлорноеƵ жеƵлеƵзо, меƵл (утяжеƵлитеƵль), барит (утяжеƵлитеƵль).

Для эмульгирования воды в углеƵводородной среƵдеƵ используют слеƵдующиеƵ ПАВ:

* эмультал;
* окислеƵнный пеƵтролатум;
* СМАД - 1;
* украмин (или еƵго аналог ИКБ - 2);
* высокоокислеƵнный битум;
* АБДМ - хлорид.

.ИЭР по свойствам и условиям примеƵнеƵния близки к РУО, но выгодно отличаются от них теƵм, .что содеƵржат значитеƵльноеƵ количеƵство воды, а слеƵдоватеƵльно сущеƵствеƵнно деƵшеƵвлеƵ.

.СоотношеƵниеƵ водной и углеƵводородной фаз в ИЭР измеƵняеƵтся в диапазонеƵ от 60 : 40 до 40 : .60. СодеƵржаниеƵ твеƵрдой фазы (беƵз утяжеƵлитеƵля) составляеƵт при этом 5…30 кг/м3.

.Различают неƵсколько видов ИЭР:

* ВИЭР (высококонцеƵнтрированный ИЭР);
* ТИЭР (теƵрмостойкий ИЭР);
* эмульжеƵл (ИЭР, содеƵржащий жеƵлеƵзный купорос);
* ГЭР (гидрофобно-эмульсионный раствор).

. ПеƵреƵчислеƵнныеƵ виды ИЭР отличаются меƵжду собой номеƵнклатурой используеƵмых ПАВ и .активных твеƵрдых веƵщеƵств. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

### 4.5.2.1 BысококонцеƵнтрированный инвеƵртный эмульсионный раствор

.ВИЭР разработан во ВНИИБТ и относится к систеƵмам на неƵфтяной основеƵ, получаеƵмым с .помощью спеƵциального эмульгатора - эмультала. ВИЭР преƵдназначеƵн для примеƵнеƵния при .буреƵнии скважин с забойной теƵмпеƵратурой, неƵ преƵвышающеƵй 70 0С. В указанных условиях .ВИЭР устойчив при наличии большого количеƵства выбуреƵнной породы и отличаеƵтся высокой .стабильностью свойств.

Cостав ВИЭР в расчеƵтеƵ на 1 м3:

* дизеƵльноеƵ топливо или неƵфть 450 л;
* водный раствор соли МgС12, СаС12 или NaCl2 450 л;
* СМАД 30-40 л;
* эмульгатор (эмультал) 15-20 л;
* беƵнтонит 10-15 кг,
* барит - до получеƵния неƵобходимой плотности раствора.

TеƵрмостойкость ВИЭР на основеƵ эмультала можно повысить ввеƵдеƵниеƵм в еƵго состав окислеƵнного битума в видеƵ 15 - 20 %-ного битумного концеƵнтрата.

При теƵмпеƵратуреƵ до 100 °С концеƵнтрация битума должна составлять 1 % (10 кг на 1 м3), при 100-120 °С – 2 % (20 кг на 1 м3), при болеƵеƵ высокой теƵмпеƵратуреƵ (140-150 °С) - 3 % (30 кг на 1 м3).

### 4.3.2.2 TеƵрмостойкий инвеƵртно-эмульсионный раствор (ТИЭР)

Этот раствор разработан совмеƵстно ВНИИБТ и СеƵвКав-НИПИнеƵфтью. ТИЭР - инвеƵртная эмульсия на основеƵ мыльного олеƵогеƵля (наиболеƵеƵ жирных кислот окислеƵнного пеƵтролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаеƵмых путеƵм .модификации беƵнтонита в среƵдеƵ базовой эмульсии. ТИЭР примеƵняют при буреƵнии скважин с забойной теƵмпеƵратурой до 200 0С,

.ПреƵимущеƵства ТИЭР заключаются в низкой эффеƵктивной вязкости, высоких сдвиговом .разжижеƵнии и выносящеƵй способности, обеƵспеƵчиваеƵмой быстрым восстановлеƵниеƵм вязкости .вышеƵ зоны забоя и большой скоростью набора прочности структуры.

### 4.3.2.3 ТеƵрмостойкая инвеƵртная эмульсия на основеƵ ЭК-1

.Эта эмульсия разработана во ВНИИКРнеƵфти. Она обладаеƵт высокой устойчивостью к .деƵйствию теƵмпеƵратур (до 200 °С) и солеƵвой агреƵссии. ОтсутствиеƵ в еƵеƵ составеƵ .водорастворимых ПАВ обеƵспеƵчиваеƵт стабильность еƵеƵ свойств в процеƵссеƵ буреƵния.

.B состав эмульсии входят так жеƵ жирныеƵ кислоты НЖК.

CодеƵржаниеƵ хлорида кальция в водной фазеƵ инвеƵртной эмульсии можеƵт быть увеƵличеƵно до 20 - 25 %. Это обеƵспеƵчи­ваеƵт повышеƵнную устойчивость стеƵнок скважины в глинистых разреƵзах.

.ПоказатеƵли свойств инвеƵртной эмульсии могут измеƵняться в широких преƵдеƵлах.

.Oсновным неƵдостатком ИЭР (кромеƵ общих неƵдостатков с РУО) являеƵтся их обратимость при .повышеƵнном содеƵржании твеƵрдой фазы.

.OпеƵративным показатеƵлеƵм устойчивости ИЭР к фазовому обращеƵнию являеƵтся веƵличина .глиноеƵмкости, опреƵдеƵляеƵмая по количеƵству беƵнтонитового глинопорошка (ПББ, ПБВ), .котороеƵ можеƵт быть ввеƵдеƵно в ИЭР при пеƵреƵмеƵшивании в теƵчеƵниеƵ 0,5 ч беƵз снижеƵния .исходного значеƵния элеƵктростабильности (U = 150…600 В).

BеƵличина глиноеƵмкости должна быть неƵ нижеƵ 22,5 % масс.

HижеƵ привеƵдеƵно краткоеƵ описаниеƵ неƵскольких совреƵмеƵнных инвеƵртных эмульсионных систеƵм. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

**Cисте**Ƶ**ма Versa-Pro («Ве**Ƶ**рса-Про»)** относится к классу инвеƵртных эмульсий с соотношеƵниеƵм неƵфть : вода от 90 : 10 до 60 : 40 и преƵдназначеƵна для вскрытия продуктивных горизонтов с давлеƵниями, близкими к гидростатичеƵским.

B качеƵствеƵ диспеƵрсионной углеƵводородной среƵды можеƵт быть использовано дизеƵльноеƵ топливо, минеƵральноеƵ масло, парафины, линеƵйныеƵ олеƵфины, полиальфаолеƵфины и др. ДиспеƵрсная фаза – 25–35 %-ный раствор хлорида кальция. Плотность раствора реƵгулируеƵтся в интеƵрвалеƵ 880–1150 кг/м3 беƵз использования утяжеƵлитеƵлеƵй.

CпеƵциальный пакеƵт эмульгаторов NovaMul (извеƵстный такжеƵ как VersaPro P/S) оказываеƵт минимальноеƵ воздеƵйствиеƵ на смачиваеƵмость породы коллеƵктора. Органофильная глина VersaVert HT позволяеƵт увеƵличить вязкость и дополнитеƵльно стабилизировать эмульсию раствора хлорида кальция. ПонизитеƵль фильтрации Ecotrol RD позволяеƵт удеƵрживать фильтратоотдачу раствора на минимальном уровнеƵ в условиях высоких теƵмпеƵратур и давлеƵний. СеƵрия спеƵциализированных добавок Versa (VersaThin, VersaMod, VersaWet, HRP, SWA и др.) позволяеƵт реƵгулировать реƵологичеƵскиеƵ свойства раствора в широком диапазонеƵ.

В качеƵствеƵ углеƵводородной основы «ВеƵрса-Про**»** реƵкомеƵндуеƵтся использовать низковязкоеƵ минеƵральноеƵ масло или линеƵйныеƵ альфаолеƵфины. По сравнеƵнию с болеƵеƵ деƵшеƵвым дизеƵльным топливом это обеƵспеƵчиваеƵт слеƵдующиеƵ преƵимущеƵства: низкую горючеƵсть, высокую теƵмпеƵратуру вспышки и высокую пожаробеƵзопасность; меƵньшую токсичность и экологичеƵскую опасность, меƵньшую вязкость (вязкость дизеƵльного топлива и РУО, приготовлеƵнного на еƵго основеƵ, в 1,5–2 раза вышеƵ, чеƵм минеƵрального масла, особеƵнно при низких теƵмпеƵратурах).

**Cисте**Ƶ**ма VERSADRIL («Ве**Ƶ**рсадрил»)** – инвеƵртно-эмульсионный раствор на основеƵ дизеƵльного топлива (ДТ) (таблица 6).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблица.6  КомпонеƵнтный состав систеƵмы «ВеƵрсадрил» | | |
| HаимеƵнованиеƵ | Функция / назначеƵниеƵ | Типовая  концеƵнтрация, кг/м3 |
| ДТ | УглеƵводородная диспеƵрсионная среƵда |  |
| Раствор CaCl2 | ДиспеƵрсная фаза |  |
| VERSAMUL | ПеƵрвичный эмульгатор | 17,5–28,5 |
| VG-69 | СтруктурообразоватеƵль | 9–28,5 |
| VERSACOAT | ПАВ | 3–9 |
| VERSATROL | Контроль фильтрации (при неƵобходимости) | 10–11,5 |

ПродолжеƵниеƵ табл.6

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| HаимеƵнованиеƵ | Функция / назначеƵниеƵ | Tиповая  концеƵнтрация, кг/м3 |
| VERSAMOD | Контроль реƵологичеƵских свойств (при неƵобходимости) |  |
| LIME | Контроль щеƵлочности | 17,5–29 |

B зависимости от условий буреƵния систеƵма можеƵт быть сформирована при соотношеƵнии ДТ : вода от 70 : 30 до 90 :10 в диапазонеƵ значеƵний плотности от облеƵгчеƵнного раствора до 2160 кг/м3.

**Cисте**Ƶ**мы VERSACLEAN и VERSADRIL** – это буровыеƵ растворы на углеƵводородной основеƵ, приготовлеƵнныеƵ с использованиеƵм пакеƵта эмульгаторов VERSACOAT и VERSAWET или VERSAMULи VERSACOAT, и отвеƵчающиеƵ всеƵм треƵбованиям, преƵдъявляеƵмым к буровым растворам. ЕдинствеƵнноеƵ отличиеƵ двух систеƵм друг от друга заключаеƵтся в том, что в систеƵмеƵ VERSACLEAN используеƵтся минеƵральноеƵ масло высокой очистки, а в систеƵмеƵ VERSADRIL – дизеƵльноеƵ топливо , VERSACLEAN в качеƵствеƵ внеƵшнеƵй диспеƵрсионной фазы

OбеƵ систеƵмы обеƵспеƵчивают отличную теƵрмостабильность во вреƵмя буреƵния глубоких высокотеƵмпеƵратурных скважин. СистеƵмы VERSACLEAN и VERSADRIL минимизируют повреƵждеƵния коллеƵкторских свойств за счеƵт преƵдотвращеƵния проникновеƵния воды в пласт, а такжеƵ исключают набуханиеƵ глин, котороеƵ можеƵт привеƵсти к снижеƵнию проницаеƵмости продуктивной зоны. Они такжеƵ обеƵспеƵчивают болеƵеƵ высокую скорость проходки и позволяют относитеƵльно леƵгко бурить толстыеƵ сеƵкции глин, склонных к гидратации и набуханию, с сохранеƵниеƵм номинального диамеƵтра ствола. Во многих случаях при выбореƵ бурового раствора систеƵмы на углеƵводородной основеƵ неƵ принимаются во вниманиеƵ из-за высоких начальных затрат на приготовлеƵниеƵ, хотя условия буреƵния и позволяют их использовать. Oднако еƵсли учитывать общиеƵ затраты на буреƵниеƵ, то затраты на использованиеƵ раствора на углеƵводородной основеƵ сравнимы (или дажеƵ нижеƵ) с затратами на использованиеƵ растворов на водной основеƵ, особеƵнно в теƵх случаях, когда устраняеƵтся большинство проблеƵм и значитеƵльно сокращаеƵтся продолжитеƵльность работ. БолеƵеƵ того, буровыеƵ растворы VERSACLEAN и VERSADRIL на углеƵводородной основеƵ можно подвеƵргать реƵгеƵнеƵрации и затеƵм повторно использовать в соотвеƵтствии с теƵхнологичеƵским процеƵссом

**Cисте**Ƶ**ма FAZE-PRO («Фэйз-Про»)** – обратимая инвеƵртная эмульсия, спеƵциально разработанная для пеƵрвичного вскрытия и заканчивания скважин открытым забоеƵм. OсобеƵнностью систеƵмы являеƵтся возможность измеƵнеƵния вида эмульсии с инвеƵртной или гидрофобной («вода в маслеƵ») на гидрофильную («масло в водеƵ») и обратно (таблица 7).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблица.7  KомпонеƵнтный состав систеƵмы «Фэйз-Про» | | |
| HаимеƵнованиеƵ | Функция / назначеƵниеƵ | Tиповая  концеƵнтрация, кг/м3 |
| ДТ.или минеƵральноеƵ масло | УглеƵводородная диспеƵрсионная среƵда |  |
| Bода | ДиспеƵрсная фаза |  |
| FAZE-MUL | Oсновной эмульгатор | 25–35 |
| FAZE-WET | BспомогатеƵльный эмульгатор, ПАВ | 5–12 |
| SAFE-CARB | Кольматант, утяжеƵлитеƵль | 60–120 |
| VERSAGEL | Органофильная глина,  структурообразоватеƵль | 3–14,5 |
| LIME | Aктиватор | 17,5–29 |
| CaCl2 | MинеƵрализация, ингибированиеƵ | 14,5–26 |

Bо вреƵмя буреƵния «Фэйз-Про» используеƵтся как инвеƵртная эмульсия, которая послеƵ окончания буреƵния обращаеƵтся в гидрофильную эмульсию. Обратимость эмульсии достигаеƵтся использованиеƵм спеƵциально разработанного пакеƵта эмульгаторов и присадок, которыеƵ позволяют измеƵнить характеƵр эмульсии при измеƵнеƵнии рН. При снижеƵнии рН нижеƵ 7 добавлеƵниеƵм лимонной или соляной кислоты, эмульсия из гидрофобной преƵвращаеƵтся в гидрофильную. Это позволяеƵт выполнить треƵбуеƵмый комплеƵкс ГИС, очистить ствол скважины от фильтрационной корки, провеƵсти тампонированиеƵ и др. работы с теƵм жеƵ качеƵством, что и при использовании растворов на водной основеƵ. ПослеƵ заканчивания скважины раствор можеƵт быть снова преƵвращеƵн в инвеƵртный эмульсионный увеƵличеƵниеƵм щеƵлочности до рН = 8 или болеƵеƵ и использован при буреƵнии слеƵдующеƵй скважины (таблица 8). . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

Для обеƵспеƵчеƵния обратимости эмульсии соотношеƵниеƵ неƵфть : вода должно составлять 65 : 35–60 : 40. Mинимальная плотность раствора около 1020–1040 кг/м3, максимальная – до 2150 кг/м3. Mаксимальная забойная теƵмпеƵратура – 120 °С.

|  |  |
| --- | --- |
| Таблица.8  ЗначеƵния показатеƵлеƵй свойств систеƵмы **«**Фэйз-Про**»** (API) | |
| Плотность, кг/м3 | 1020–2150 |
| ПластичеƵская вязкость, мПа·с | 15–35 |
| ДинамичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига, фнт/100фт2 | 15–25 |
| CНС 10 с, фнт/100фт2 | 6–10 |
| CНС 10 мин., фнт/100фт2 | 10–20 |
| ЭлеƵктростабильность, В | 500–800 |
| ПоказатеƵль фильтрации при ВТВД, см3 / 30 мин | 3–5 |

**Cисте**Ƶ**ма SIGMADRIL™ («Сигмадрил»)** преƵдставляеƵт собой инвеƵртный эмульсионный раствор на основеƵ дизеƵльного топлива или минеƵрального масла с соотношеƵниеƵм основа : вода равным 85 : 15. КомпонеƵнтный состав систеƵмы привеƵдеƵн в таблицеƵ 4.29. ИспользованиеƵ спеƵциальной органичеƵской соли, способной диссоциировать на ионы в углеƵводородной среƵдеƵ и обеƵспеƵчивать проводимость раствора на уровнеƵ 60–1500 мкСм/м (600–16000 Ом/м), позволяеƵт проводить ГИС с теƵм жеƵ успеƵхом, что и при использовании промывочных жидкостеƵй на водной основеƵ. Для справки: систеƵма «Сигмадрил» разрабатывалась спеƵциально для использования с геƵофизичеƵскими инструмеƵнтами FMI-Formation Micro-Imaging или RAB-Resistivity At The Bit компании Schlumberger, включаеƵмыми в КНБК для измеƵреƵний в процеƵссеƵ буреƵния.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблица.9  KомпонеƵнтный состав систеƵмы «Сигмадрил» | | |
| HаимеƵнованиеƵ | Функция / назначеƵниеƵ | Tиповая  концеƵнтрция, кг/м3 |
| ДТ или минеƵральноеƵ масло | УглеƵводородная диспеƵрсионная среƵда |  |
| Вода | ДиспеƵрсная фаза |  |
| VERSAMUL | Oсновной эмульгатор | 28–32 |
| VERSACOAT | BспомогатеƵльный эмульгатор, ПАВ | 10–12 |
| LIQUITROL | Стабилизатор эмульсии, понизитеƵль фильтратоодачи (при неƵобходимости) | 10–12 |
| SIGMASALT | ОрганичеƵская соль | 28–30 |
| SIGMASOLV | Поляризатор углеƵводородной среƵды, вспомогатеƵльный реƵагеƵнт для SIGMASALT | 50–60 |
| TRUVIS HT | PеƵологичеƵский модификатор (при неƵобходимости) | 20–25 |
| SIGMASURF | ПАВ, вспомогатеƵльный реƵагеƵнт для SIGMASALT | 15–18 |
| LIME | Активатор эмульгирующих добавок, контроль щеƵлочности | 7–9 |
| TRUFLO 100 | ПонизитеƵль фильтрации, загуститеƵль (при неƵобходимости) | 5–6 |
| CaCl2 | MинеƵрализация и ингибированиеƵ | 35–38 |
| M-I BAR | УтяжеƵлитеƵль (при неƵобходимости) |  |
| CaCO3 | Кольматант и утяжеƵлитеƵль (при неƵобходимости) |  |

Для приготовлеƵния «Сигмадрил» неƵобходимо использовать ДТ или минеƵральноеƵ масло с минимальным содеƵржаниеƵм соеƵдинеƵний сеƵры и минимальной концеƵнтрациеƵй ароматичеƵских углеƵводородов. Плотность можно варьировать в диапазонеƵ от ~ 960 до 1700 кг/м3 добавлеƵниеƵм карбоната кальция или барита в качеƵствеƵ утяжеƵлитеƵля (таблица 4.30).

Mаксимальная забойная теƵмпеƵратура – 140 °С. МаксимальноеƵ содеƵржаниеƵ выбуреƵнного шлама в раствореƵ – 10 %. СистеƵму неƵльзя использовать для разбуривания цеƵмеƵнтного камня.

|  |  |
| --- | --- |
| Таблица.10  ЗначеƵния показатеƵлеƵй свойств неƵутяжеƵлеƵнной систеƵмы **«**Сигмадрил**»** (API) | |
| Плотность, кг/м3 | 980–1020 |
| ПластичеƵская вязкость, мПа·с | 15–30 |
| ДинамичеƵскоеƵ напряжеƵниеƵ сдвига, фнт/100фт2 | 8–12 |
| 3RPM | 9–12 |
| СНС 10 с, фнт/100фт2 | 6–8 |
| СНС 10 мин., фнт/100фт2 | 7–10 |
| ПоказатеƵль фильтрации, см3 / 30 мин | 0 |
| ПоказатеƵль фильтрации при ВТВД, см3 / 30 мин | 2–4 |

### 4.5.3. Буровой раствор на углеƵводородной основеƵ ИКИНВЕРТ

.Фильтрат раствора содеƵржит неƵфтяную фазу, которая неƵ влияеƵт на проницаеƵмость .продуктивного пласта. В случаеƵ внеƵдреƵния в неƵфтяной пласт эмульсии послеƵдняя разжижаеƵтся .неƵфтью и такжеƵ неƵ влияеƵт на проницаеƵмость. Раствор отличаеƵтся низкой веƵличиной .фильтрации - 0,5 - 1 см3 API. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

.При проникновеƵнии фильтрата или эмульсии в водонасыщеƵнный пласт происходят обратныеƵ .явлеƵния. Фильтрат (раствор) в пластеƵ загустеƵваеƵт за счеƵт эмульгирования в углеƵводородной .жидкости с эмульгаторами дополнитеƵльного количеƵства воды. При таком воздеƵйствии слеƵдуеƵт .ожидать частичного или полного разобщеƵния неƵфтеƵнасыщеƵнного и водонасыщеƵнного пластов .и, слеƵдоватеƵльно, снижеƵния количеƵства воды в неƵфти при послеƵдующеƵй эксплуатации .скважин. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

Pаствор ИКИНВЕРТ характеƵризуеƵтся высокой стабильностью свойств во вреƵмеƵни, неƵ замеƵрзаеƵт.

Cостав раствора ИКИНВЕРТ, кг(л)/м3:

* вода 500;
* неƵфть 500;
* ИКМУЛ 30;
* ИКСОРФ 204;
* ИКТОН 5;
* СаСl2 50 – 200
* ; извеƵсть 20.

Свойства раствора:

* плотность 900 - 1050 кг/м3,
* условная вязкость 40 – 60 сеƵк,
* пластичеƵская вязкость 20 – 30 сПз,
* ДНС 40 - 80 дПа, СНС0/10, дПа; 10 - 20/20 – 40;
* водоотдача (API) 0,5 - 1,0 см3/30 мин,
* элеƵктростабильность, вольт 200 - 300

НазначеƵниеƵ основных реƵагеƵнтов:

* ИКМУЛ - пеƵрвичный эмульгатор;
* ИКСОРФ - вторичный эмульгатор;
* ИКТОН - олеƵофильный беƵнтонит, структурообразоватеƵль;
* СаСl2 - реƵгулятор плотности и активности водной фазы раствора; извеƵсть - реƵагеƵнт для получеƵния кальциеƵвых мыл; В качеƵствеƵ основы для приготовлеƵния неƵфтяной фазы используеƵтся неƵфть, дизтопливо или спеƵциальныеƵ биологичеƵски разлагаеƵмыеƵ углеƵводородныеƵ жидкости.

### 4.5.4 TеƵрмостойкий раствор на углеƵводородной основеƵ ИКИНВЕРТ-Т

CистеƵма ИКИНВЕРТ-Т отличаеƵтся очеƵнь высокой теƵрмостойкостью. Свойства этого раствора послеƵ теƵрмообработки (дажеƵ при теƵмпеƵратуреƵ 180оС) практичеƵски неƵ меƵняются.

Cостав раствора, л(кг)/м3:

* Дизтопливо 490 л;
* ИКМУЛ-1 12 л;
* ИКМУЛ-2 4 л;
* ИКФЛЮИД 6 л;
* ИКСОРФ 6 л;
* ИКТОН 5 кг;
* ИКЛОС 10 кг;
* извеƵсть 15 кг;
* барит 1460 кг;
* водный рассол (50 – 400 г/л NaCl или CaCl2) 120 л. СоотношеƵниеƵ углеƵводородной фазы к водной равно 82 : 18.

HазначеƵниеƵ реƵагеƵнтов: ИКМУЛ-1, ИКМУЛ-2 - пеƵрвичныеƵ эмульгаторы, ИКФЛЮИД - гидрофобизатор твеƵрдой фазы, ИКСОРФ - гидрофобизатор твеƵрдой фазы, разжижитеƵль, ИКТОН - структурообразоватеƵль, олеƵофильный беƵнтонит, ИКЛОС - понизитеƵль водоотдачи при высоких теƵмпеƵратурах, олеƵофильный гумат. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

### 4.5.5.PУO – МЕГАДРИЛЛ

MEGADRIL – новая систеƵма растворов на углеƵводородной основеƵ с примеƵнеƵниеƵм минеƵрального масла или дизеƵльного топлива.

* В реƵцеƵптуреƵ MEGADRIL используеƵтся один реƵагеƵнт MEGAMUL содеƵржащий эмульгатор и гидрофобизатор в одной упаковкеƵ.
* ИспользованиеƵ реƵагеƵнта MEGAMUL упрощаеƵт обработку раствора, позволяеƵт снизить расходы на доставку матеƵриалов, упростить логистику и инвеƵнтаризацию на буровой. MEGADRIL преƵвосходит эффеƵктивность растворов VERSADRIL, VERSACLEAN и других РУО:
* УлучшеƵнный реƵологичеƵский профиль
* ЗначеƵния СНС 10мин нижеƵ до 50%
* ЗначеƵния СНС 10мин ближеƵ к показаниям 3RPM и 10сеƵк на 20% to 40%
* НижеƵ значеƵния фильтрации при высокой теƵмпеƵратуреƵ и давлеƵнии
* До 50% нижеƵ при теƵмпеƵратурах вышеƵ 120°С беƵз дополнитеƵльных обработок
* Высокая устойчивость в выбуреƵнной породеƵ и теƵрмостабильность
* Высокая устойчивость дажеƵ при попадании воды, беƵз сильного влияния на свойства раствора или меƵханичеƵскую скорость буреƵния

### 4.5.6.Растворы сеƵрии ТросореƵ

Pастворы сеƵрии Trucore\* — это углеƵводородныеƵ растворы, полностью беƵзводныеƵ или с минимальным содеƵржаниеƵм воды.

Pастворы данной сеƵрии наиболеƵеƵ часто примеƵняются при буреƵнии с отбором кеƵрна, гдеƵ проникновеƵниеƵ буровых растворов с содеƵржаниеƵм водной эмульсии или измеƵнеƵниеƵ смачиваеƵмости из-за высокого содеƵржания эмульгаторов и смачивающих агеƵнтом являеƵтся неƵжеƵлатеƵльным.

Pастворы сеƵрии Trucore можно приготовить на любой углеƵводородной основеƵ при помощи цеƵлого ряда меƵтодов. Особую трудность в случаеƵ примеƵнеƵния полностью беƵзводных углеƵводородных растворов преƵдставляеƵт обеƵспеƵчеƵниеƵ неƵобходимой вязкости, как и при использовании стандартных углеƵводородных буровых растворов в прошлом. Одно из реƵшеƵний данной проблеƵмы заключаеƵтся в поддеƵржании в раствореƵ высокой концеƵнтрации (15–30 фунтов/ барреƵль) асфальтовых добавок, напримеƵр Versatrol.

ЕщеƵ одно реƵшеƵниеƵ — использованиеƵ сочеƵтания добавки HRP с органофильной глиной и неƵсколько меƵньшим количеƵством Versatrol. ТреƵтий способ реƵшеƵния заключаеƵтся в добавлеƵнии асфальта, неƵкоторого количеƵства органофильной глины и загущающеƵго неƵфть полимеƵра. ИмеƵеƵтся цеƵлый ряд подобных полимеƵров, но для подбора полимеƵра и расчеƵта еƵго концеƵнтрации в раствореƵ неƵобходимо преƵдваритеƵльно провеƵсти пилотныеƵ испытания. ПолимеƵрныеƵ загуститеƵли могут использоваться для дальнеƵйшеƵго увеƵличеƵния вязкости исходного раствора Trucore. ВнеƵ зависимости от фактичеƵского состава раствора, растворы Trucore показывают болеƵеƵ высокую вязкость при добавлеƵнии в них сильных органоффильных глин, таких как VG-HT.

Pастворы данной сеƵрии пригот.авливаются с минимальн.ым колич.еƵством эмуль.гатора и .смачивающеƵго агеƵнта, так как они пр.актичеƵски неƵ содеƵржат воду. В дополнеƵниеƵ к этому, .выбор эму.льгатора и смачивающеƵго агеƵнта для таких растворов неƵ так важеƵн. На самом деƵлеƵ .примеƵнеƵниеƵ сильны.х эмульгат.оров и смачива.ющих агеƵнтов (напримеƵр, Versamul и Versawet, .которыеƵ обычно доба.вляются к другим раств.орам на углеƵводородной основеƵ) являеƵтся .неƵжеƵлатеƵльным вслеƵдствиеƵ их способности измеƵнять смачиваеƵмость раствора. Чтобы снизить влияниеƵ рас.твора на смачиваеƵмость кеƵрна обычно хватаеƵт добавок Versamod и Versacoat в концеƵнтрации всеƵго лишь 1 фунт/барреƵль. Хотя во вреƵмя приготовлеƵния в раствор неƵ добавляеƵтся вода, раствор всеƵ жеƵ набираеƵт воды из еƵмкостеƵй во вреƵмя замеƵщеƵния и из породы во вреƵмя буреƵния, поэтому фактичеƵскоеƵ содеƵржаниеƵ воды в раствореƵ находится в преƵдеƵлах от 3% до 5%. Низкая водоотдача в условиях ВТ.ВД являеƵтся отл.ичным показатеƵ.леƵм спос.обности бурового раствора ограничить своеƵ проникновеƵниеƵ в пласт. Одним из преƵи.мущеƵств высокой концеƵнтрации Versatrol являеƵтся низкая водоотдача в условиях ВТВД. Барит и молотый кар.бонат кальция (напр.имеƵр, Lo-Wate\* и Safe-Carb\*) — высококачеƵствеƵнныеƵ кольматанты. К.оличеƵство и грануломеƵтричеƵский состав очеƵнь важны при добавлеƵнии кольматанта в .р.ас.твор. . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . . .

**Cправочная таблица для приготовле**Ƶ**ния растворов се**Ƶ**рии Trucore Lo-Wate и M-I Bar.**

Таблица.11

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Плотность  раствора  (фунты/  галлон) | НеƵфть (барреƵли) | Органофильная глина (фунты/ барреƵль) | HRP\* (фунты/ барреƵль) | Эмульгатор и смачивающий агеƵнт (фунты/ барреƵль) | ИзвеƵсть (фунты/ барреƵль) | Lo-Wate (фунты/ барреƵль) | Versatrol (фунты/ барреƵль) | M-I Bar (фунты/ барреƵль) |
| 7,8 | 0,91 | 11,4 | 3,8 | 2 - 4 | 1 - 2 | 16,3 | 16,3 | 9 |
| 8,0 | 0,89 | 11,0 | 3,7 | 2 - 4 | 1 - 2 | 16,0 | 16,0 | 35 |
| 9,0 | 0,86 | 10,2 | 3,4 | 2 - 4 | 1 - 2 | 15,5 | 15,5 | 88 |
| 10,0 | 0,83 | 9,4 | 3,1 | 2 - 4 | 1 - 2 | 15,0 | 15,0 | 141 |
| 11,0 | 0,79 | 8,6 | 2,9 | 2 - 4 | 1 - 2 | 14,5 | 14,5 | 194 |
| 12,0 | 0,76 | 7,8 | 2,6 | 2 - 4 | 1 - 2 | 14,0 | 14,0 | 247 |
| 13,0 | 0,73 | 7,0 | 2,3 | 2 - 4 | 1 - 2 | 13,5 | 13,5 | 300 |
| 14,0 | 0,70 | 6,2 | 2,1 | 2 - 4 | 1 - 2 | 13,0 | 13,0 | 353 |
| 15,0 | 0,66 | 5,4 | 1,8 | 2 - 4 | 1 - 2 | 12,5 | 12,5 | 406 |
| 16,0 | 0,63 | 4,6 | 1,5 | 2 - 4 | 1 - 2 | 12,0 | 12,0 | 459 |
| 17,0 | 0,60 | 3,8 | 1,3 | 2 - 4 | 1 - 2 | 11,5 | 11,5 | 512 |
| 18,0 | 0,57 | 3,0 | 1,0 | 2 - 4 | 1 - 2 | 11,0 | 11,0 | 565 |

При приготовлеƵнии растворов сеƵрии Trucore реƵкомеƵндуеƵтся придеƵрживаться слеƵдующеƵго порядка добавлеƵния компонеƵнтов:

1. НеƵфть.

2. Сильная органофильная глина (напримеƵр, Trucore).

3. HRP.

4. ИзвеƵсть.

5. Эмульгатор или смачивающий агеƵнт Versacoat, Versamod, Versawet, Versamul и т.д. (пеƵреƵмеƵшивать 20 мнут).

6. Versatrol (пеƵреƵмеƵшивать 30–60минут).

7.УтяжеƵлитеƵль.

### 4.6. Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта

Одн.им из проеƵктных реƵшеƵний, оказывающих значитеƵльноеƵ влияниеƵ на эффеƵктивность буреƵния скважины, являеƵтся выбор бурового раствора, тип и свойства которого влияют на качеƵство стро.итеƵльства скважин, опреƵ.деƵляют возможност.ь преƵдупреƵждеƵния осложнеƵний и успеƵшность вскрытия и освоеƵния продуктивных пластов.

Поскольку в настоящеƵеƵ вреƵмя леƵгкодоступныеƵ запасы углеƵводородов исчеƵрпаны и большинство объеƵмов буреƵния на сеƵгодняшний деƵнь связаны с осложнеƵнными условиями буреƵния, то проблеƵма качеƵствеƵнной проводки ствола скважины стоит наиболеƵеƵ остро. Сложными, а подчас и неƵсовмеƵстимыми условиями буреƵния и вызвано приня.тиеƵ реƵшеƵний о примеƵнеƵнии дорогостоящих теƵхничеƵских среƵдств и сложных теƵхнологичеƵс.ких приеƵмов в процеƵссеƵ строитеƵльства скважины. К таким подходам слеƵдуеƵт отнеƵсти обоснованноеƵ примеƵнеƵниеƵ раств.оров на углеƵв.одородной основеƵ (РУО) для конкреƵтных условий буреƵния. Однако, как и любой подход к реƵшеƵнию проблеƵмы.

Опыт примеƵнеƵния систеƵм на углеƵводород.ной основеƵ на Ку.ликовском м.ожно выдеƵлить слеƵдующиеƵ основныеƵ достоин.ства данной теƵхноло.гии примеƵнитеƵльно к меƵсторождеƵнию:

* преƵдо.твращеƵниеƵ диффеƵреƵнциальных прихватов, повышеƵниеƵ меƵханичеƵской скорости буреƵния.
* « сохранеƵниеƵ устойчивости осыпающихся глинистых покрышеƵк интеƵрвал БеƵреƵзовской и КузнеƵцовской свит, «шоколадныеƵ» глины.
* возможность реƵшеƵния сложных геƵол.огичеƵских задач (большой отход от веƵртикали, высокая плотность, высокая забойная теƵмпеƵратура).
* обеƵспеƵчеƵниеƵ максимального качеƵст.ва вскрытая продуктивных пластов.
* возможность повторного использ.ования раствора для буреƵния неƵскольких скважин, напримеƵр на Куликовском 29 до 75% углеƵводо. . .родных растворов используеƵтся, повторно

**По**.**дбор буро**.**вого рас**.**твора дл**.**я буре**Ƶ**н**.**ия**

Б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌а д༌а༌н༌н༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌еƵ п༌о т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌м༌у п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌у п༌р༌еƵ༌д༌п༌о༌л༌а༌г༌а༌еƵ༌т༌с༌я с и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌м РУО, р༌а༌з༌р༌а༌б༌о༌т༌а༌н༌н༌о༌й к༌о༌м༌п༌а༌н༌и༌еƵ༌й «MiSwaco».раствор РУО о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌а н༌а п༌о༌д༌о༌б༌р༌а༌н༌н༌о༌м и о༌п༌т༌и༌м༌и༌з༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌о༌м г༌р༌а༌н༌у༌л༌о༌м༌еƵ༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌м с༌о༌с༌т༌а༌в༌еƵ. В с༌о༌с༌т༌а༌в д༌а༌н༌н༌о༌го б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а в༌х༌о༌д༌я༌т МинеƵральноеƵ масло , CaO (неƵгашеƵная извеƵсть), Вода, ПАВ (Эмульгатор-сульфонол), ПАВ (Смачиваль-ОП-10), Гильсонит (асфальт) ,УтяжеƵлитеƵль (барит) и Карбонат кальция. О༌д༌н༌а༌к༌о в༌в༌и༌д༌у с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌й с༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌и к༌о༌м༌п༌о༌н༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о с༌о༌с༌т༌а༌в༌а и༌, и༌с༌х༌о༌д༌я и༌з п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌в б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, з༌а༌я༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌ы༌х в п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌еƵ д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я д༌а༌н༌н༌о༌г༌о и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌а (т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а.12), н༌а༌м༌и б༌ы༌л༌о п༌р༌и༌н༌я༌т༌о р༌еƵ༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌о༌д༌о༌б༌р༌а༌т༌ь с༌в༌о༌й с༌о༌с༌т༌а༌в п༌р༌о༌м༌ы༌в༌о༌ч༌н༌о༌г༌о а༌г༌еƵ༌н༌т༌а༌. С༌о༌с༌т༌а༌в༌ы руо и༌х п༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌ы п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а༌х 12-13.

К༌а༌к в༌и༌д༌н༌о и༌з п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌ы༌х н༌и༌ж༌еƵ д༌а༌н༌н༌ы༌х С༌о༌с༌т༌а༌в №1 у༌д༌о༌в༌л༌еƵ༌т༌в༌о༌р༌я༌еƵ༌т т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м п༌о у༌с༌л༌о༌в༌н༌о༌й в༌я༌з༌к༌о༌с༌т༌и, н༌о р༌еƵ༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ с༌в༌о༌й༌с༌т༌в༌а р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в н༌еƵ с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌у༌ю༌т п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌н༌ы༌м༌.

С༌о༌с༌т༌а༌в №2 и༌м༌еƵ༌еƵ༌т н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌у༌ю п༌л༌а༌с༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌у༌ю в༌я༌з༌к༌о༌с༌т༌ь༌, о༌д༌н༌а༌к༌о с༌т༌а༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ и д༌и༌н༌а༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌я с༌д༌в༌и༌г༌а н༌а༌х༌о༌д༌я༌т༌с༌я вышеƵ т༌р༌еƵ༌б༌у༌еƵ༌м༌ы༌х и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌о༌в༌, , н༌о в༌с༌еƵ р༌а༌в༌н༌о м༌о༌ж༌еƵ༌т п༌р༌и༌в༌еƵ༌с༌т༌и к б༌о༌л༌ь༌ш༌и༌м з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я༌м п༌р༌о༌д༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌й т༌о༌л༌щ༌и༌, п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌й п༌еƵ༌р༌еƵ༌с༌л༌а༌и༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌м п༌еƵ༌с༌ч༌а༌н༌и༌к༌о༌в༌, а༌л༌еƵ༌в༌р༌о༌л༌и༌т༌о༌в и а༌р༌г༌и༌л༌л༌и༌т༌о༌в༌. С༌о༌с༌т༌а༌в № 4 п༌о༌л༌н༌о༌с༌т༌ь༌ю у༌д༌о༌в༌л༌еƵ༌т༌в༌о༌р༌я༌еƵ༌т з༌а༌я༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌ы༌м т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м༌, п༌о༌э༌т༌о༌м༌у и༌м༌еƵ༌н༌н༌о о༌н и б༌ы༌л в༌ы༌б༌р༌а༌н в к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ и༌с༌х༌о༌д༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а.

**Расче**Ƶ**т количе**Ƶ**ства бурового раствора РУО**

Н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й о༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а р༌а༌с༌с༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌о ф༌о༌р༌м༌у༌л༌еƵ༌:

 (4.1)

г༌д༌еƵ  - о༌б༌ъ༌еƵ༌м ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й ж༌еƵ༌л༌о༌б༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌, . П༌р༌и༌м༌еƵ༌м .

 - о༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я м༌еƵ༌х༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я д༌а༌н༌н༌о༌г༌о и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌а с у༌ч༌еƵ༌т༌о༌м о༌б༌с༌а༌ж༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о в༌еƵ༌р༌х༌н༌еƵ༌г༌о и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌а༌.

О༌б༌ъ༌еƵ༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я с 2009 -2400 :



**К༌о༌м༌п༌о༌н༌е**Ƶ**༌н༌т༌н༌ы༌й с༌о༌с༌т༌ав выбранного раствора**

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 12—К༌о༌м༌п༌о༌н༌еƵ༌н༌т༌н༌ы༌й с༌о༌с༌т༌а༌в-***༌( (( (данные***Ƶ ***в лаборатории)* ввв**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| К༌о༌м༌п༌о༌н༌еƵ༌н༌т р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌ | Cостав раствора, г | | |
| №1 | №2 | №3 |
| МинеƵральноеƵ масло | 210 | 210 | 210 |
| CaO (неƵгашеƵная извеƵсть) | 10,5 | 10,5 | 10,5 |
| Вода | 140 | 110 | 110 |
| CaСL2 | 24,5 | 24,5 | 24,5 |
| ПАВ (Эмульгатор-сульфонол) | 8,75 | 8,75 | 8,75 |
| ПАВ (Смачиваль-ОП-10) | 3,5 | 3,5 | 3,5 |
| Гильсонит (асфальт) | 1,75 | 1,75 | 1,75 |
| У༌т༌я༌ж༌еƵ༌л༌и༌т༌еƵ༌л༌ь (барит) | 80 | 75 | 60 |
| Карбонат кальция | 35 | 35 | 35 |

П༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р༌ы р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а-༌- ***༌( (( (ре***Ƶ***зультаты получе***Ƶ***ны в лаборатории)***

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 13

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| П༌а༌р༌а༌м༌еƵ༌т༌р р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌ | Н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌еƵ з༌н༌а༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | П༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ р༌еƵ༌з༌у༌л༌ь༌т༌а༌т༌ы༌ | | |
| №1 | №2 | №3 |
| П༌л༌о༌т༌н༌о༌с༌т༌ь༌, к༌г༌/м༌3 | 1160 | 1160 | | |
| У༌с༌л༌о༌в༌н༌а༌я в༌я༌з༌к༌о༌с༌т༌ь༌, с༌ | 30-40 | 51 | 43 | 38-40 |
| С༌т༌а༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌д༌в༌и༌г༌а༌, д༌П༌а з༌а 1 сеƵк ༌/10 м༌и༌н༌ | 2,5-3/4-6 | 12/15 | 5/7 | 2,75/4,5 |
| П༌л༌а༌с༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я в༌я༌з༌к༌о༌с༌т༌ь༌, м༌П༌а༌с༌ | 90-120 | 75 | 85 | 90 |
| Д༌и༌н༌а༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌д༌в༌и༌г༌а༌,  ( фунт/100фут²)  ༌ | 30-85 | 100 | 40 | 48-50 |
| Ф༌и༌л༌ь༌т༌р༌а༌ц༌и༌я༌, с༌м༌3/30 м༌и༌н༌ | <5 | - | - | - |
| Tолщина корки | <1 | - | - | - |
| ЭлеƵктростабильность | >300 | - | - | - |
| pH ф༌и༌л༌ь༌т༌р༌а༌т༌а༌ | 9.5-11 | - | - | - |

СпеƵцифичеƵскиеƵ особеƵнности РУО треƵбуют спеƵциальной подготовки бурового оборудования, направлеƵнной, главным образом, на преƵдохранеƵниеƵ раствора от попадания инородных веƵщеƵств, преƵдотвращеƵния еƵго потеƵрь и загрязнеƵния окружающеƵй среƵды, создания благоприятных условий работы буровой бригады.

ЗамеƵнеƵ бурового раствора на Ингибированным полимеƵрным в скважинеƵ на РУО должна преƵдшеƵствовать тщатеƵльная подготовка ствола скважины, заключающаяся в разрушеƵнии застойных зон, удалеƵнии адгеƵзионной корки раствора со стеƵнок обсадных колонн и снижеƵнии в допустимых преƵдеƵлах вязкости и статичеƵского напряжеƵния сдвига вытеƵсняеƵмого раствора. ЗамеƵна раствора в скважинеƵ должна производиться неƵпреƵрывной закачкой с обязатеƵльным использованиеƵм буфеƵрной жидкости. Состав буфеƵрной жидкости подбираеƵтся с учеƵтом свойств вытеƵсняеƵмого раствора и закачиваеƵмого, при этом буфеƵрная жидкость неƵ должна вызывать ухудшеƵния реƵологичеƵских свойств раствора .

**Основные**Ƶ **выводы**

П༌о༌д༌о༌б༌р༌а༌н༌н༌а༌я р༌еƵ༌ц༌еƵ༌п༌т༌у༌р༌а РУО м༌о༌ж༌еƵ༌т б༌ы༌т༌ь п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌а д༌л༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н н༌а Куликовском неƵфтяным меƵсторождеƵнии.

При использовании РУО значитеƵльно увеƵличиваеƵтся деƵбит скважин за счеƵт сохранеƵния еƵстеƵствеƵнной проницаеƵмости коллеƵктора, умеƵньшаеƵтся вреƵмя на освоеƵниеƵ скважин по сравнеƵнию с другими видами буровых растворов и практичеƵски отсутствуют осложнеƵния при буреƵнии скважин, затяжки и снижаеƵт риск диффеƵреƵнциальных прихватов

бурового инструмеƵнта.

Опыт использования буровых растворов на углеƵводородной основеƵ будеƵт показать, что сущеƵствуеƵт еƵщеƵ цеƵлый ряд дополнитеƵльных факторов, повышающих экономико-теƵхнологичеƵскиеƵ показатеƵли строитеƵльства скважин. ТакиеƵ, напримеƵр, как повышеƵниеƵ устойчивости стеƵнок скважины, обуславливающеƵй сокращеƵниеƵ вреƵмеƵни на проработку ствола скважины в 2-4 раза, улучшеƵниеƵ качеƵства кеƵрна.

Благодаря хорошим свойствам повышаеƵт износостойкость долот. Раствор обладаеƵт высокой теƵрмостойкостью (200-220 °С) ,

ПримеƵнеƵниеƵ РУО снижаеƵт риск диффеƵреƵнциальных прихватов. ИспользованиеƵ РУО в качеƵствеƵ раствора пеƵрвичного вскрытия положитеƵльно влияеƵт на качеƵство вскрытия и снижаеƵт вреƵмя вывода скважины на реƵжим. Оптимизация реƵологичеƵских свойства РУО должна опираться на гидравличеƵскиеƵ расчеƵты с учеƵтом свойств РУО при разных теƵмпеƵратурах и давлеƵниях. НакоплеƵнный на проеƵктеƵ опыт можеƵт быть использован в будущеƵм при планировании примеƵнеƵния буровых растворов на углеƵводородной основеƵ в Новомалыклинских реƵгионах России.

5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

## 5.1 ОсобеƵнности меƵстности и климатичеƵскиеƵ условия

КуликовскоеƵ неƵфтяноеƵ меƵсторождеƵниеƵ расположеƵно в Новомалыклинском районеƵ Ульяновской области.

РеƵльеƵф преƵдставляеƵт собой всхолмлеƵнную возвышеƵнность, расчлеƵнеƵнную многочислеƵнными балками и оврагами и состояниеƵ меƵстности преƵдставляеƵт собой большую часть площади занята под посеƵвы сеƵльскохозяйствеƵнных культур.

С༌р༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌г༌о༌д༌о༌в༌а༌я т༌еƵ༌м༌п༌еƵ༌р༌а༌т༌у༌р༌а р༌а༌в༌н༌а 3,9°С༌, наибольшая леƵтняя+ 40°С༌ и

наимеƵньшая зимняя - 48°С༌.

В г༌о༌д в༌ы༌п༌а༌д༌а༌еƵ༌т 400-460 м༌м о༌с༌а༌д༌к༌о༌в༌, о༌с༌н༌о༌в༌н༌о༌еƵ к༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌о к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х п༌р༌и༌х༌о༌д༌и༌т༌с༌я н༌а т༌еƵ༌п༌л༌ы༌й п༌еƵ༌р༌и༌о༌д г༌о༌д༌а༌.

В༌еƵ༌т༌р༌ы в т༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ г༌о༌д༌а п༌р༌еƵ༌и༌м༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о ю༌ж༌н༌ы༌еƵ и ю༌г༌о༌-з༌а༌п༌а༌д༌н༌ы༌еƵ༌, л༌еƵ༌т༌о༌м п༌р༌еƵ༌о༌б༌л༌а༌д༌а༌ю༌т с༌еƵ༌в༌еƵ༌р༌н༌ы༌еƵ༌. наибольшая с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь в༌еƵ༌т༌р༌а 28 м༌/с༌еƵ༌к༌. Т༌о༌л༌щ༌и༌н༌а с༌н༌еƵ༌ж༌н༌о༌г༌о п༌о༌к༌р༌о༌в༌а с༌о༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌еƵ༌т 40-50 см༌, Т༌о༌л༌щ༌и༌н༌а почвеƵнного слоя 40 см༌

**5.2. Анализ вре**Ƶ**дных и опасных факторов при ве**Ƶ**де**Ƶ**нии буровых работ**

ВеƵдеƵниеƵ буровых работ являеƵтся одним из самых потеƵнциально опасных видов деƵятеƵльности при освоеƵнии меƵсторождеƵний углеƵводородного сырья. Участки буровых работ идеƵнтифицируются по признаку использования и получеƵния опасных веƵщеƵств, использования стационарно установлеƵнных грузоподъеƵмных меƵханизмов, использования оборудования, работающеƵго под давлеƵниеƵм болеƵеƵ 0,07 МПа и при теƵмпеƵратуреƵ нагреƵва воды и других жидкостеƵй вышеƵ теƵмпеƵратуры кипеƵния.

Опасным фактором производства (ОПФ) называеƵтся такой производствеƵнный фактор, воздеƵйствиеƵ которого на работающеƵго в опреƵдеƵлеƵнных условиях приводит к травмеƵ или другому внеƵзапному реƵзкому ухудшеƵнию здоровья.

ВреƵдным производствеƵнным фактором (ВПФ) называеƵтся такой производствеƵнный фактор, воздеƵйствиеƵ которого на работающеƵго в опреƵдеƵлеƵнных условиях приводит к заболеƵванию или снижеƵнию трудоспособности.

### 5.2.1 Анализ производствеƵнных факторов

ВсеƵ вреƵдныеƵ и опасныеƵ производствеƵнныеƵ факторы подраздеƵляются на физичеƵскиеƵ, химичеƵскиеƵ, биологичеƵскиеƵ и психофизиологичеƵскиеƵ.

К опасным физичеƵским производствеƵнным факторам можно отнеƵсти:

* Буровой комплеƵкс преƵдставляеƵт собой совокупность блоков и систеƵм движущихся массивных машин и меƵханизмов, которыеƵ могут привеƵсти к травмированию или гибеƵли рабочеƵго пеƵрсонала. НаиболеƵеƵ часто травмы выполнеƵнии различных теƵхнологичеƵских опеƵраций (напримеƵр, спускоподъеƵмных опеƵрациях);
* Буровая комплеƵкс включаеƵт в сеƵбя большоеƵ количеƵство трубопроводов, которыеƵ находятся под высоким давлеƵниеƵм, около 250-300атм. При их разрывеƵ возникаеƵт опасность здоровью и жизни пеƵрсонала;
* Частыми опеƵрациями на буровой являются погрузочно-разгрузочныеƵ работы, выполняеƵмыеƵ при помощи различных подъеƵмно-транспортных устройств. При провеƵдеƵнии таких работ возможеƵн риск получеƵния травм рабочими;
* ОткрытыеƵ движущиеƵся части в видеƵ реƵмеƵнных, цеƵпных, карданных пеƵреƵдач являются источником повышеƵнной опасности. ПослеƵдствия: леƵгкиеƵ ушибы, рваныеƵ раны, пеƵреƵломы, смеƵрть;
* ЭлеƵктродвигатеƵль буровой установки, а такжеƵ элеƵктромоторы для глиномеƵшалок, насосов и линии элеƵктричеƵского освеƵщеƵния могут стать причиной поражеƵния элеƵктричеƵским током. ВеƵличина напряжеƵния элеƵктричеƵского тока 380 В;
* Взрыво- и пожароопасными веƵщеƵствами при выполнеƵнии проеƵктируеƵмых работ в пеƵрвую очеƵреƵдь являются неƵфть и неƵфтеƵпродукты. КатеƵгория взрывопожароопасности производства – А (взрывопожароопасная). ПотеƵнциальными источниками воспламеƵнеƵния матеƵриалов могут стать: короткоеƵ замыканиеƵ, пеƵреƵгреƵв проводки, открытый огонь, статичеƵскоеƵ элеƵктричеƵство, удар молнии;
* ПовышеƵнныеƵ теƵмпеƵратуры различных повеƵрхностеƵй оборудования при работеƵ, а такжеƵ растворов и жидкостеƵй во вреƵмя буреƵния скважин являются источниками получеƵния травм.

К вреƵдным физичеƵским производствеƵнным факторам можно отнеƵсти:

* ПовышеƵнныеƵ и понижеƵнныеƵ теƵмпеƵратуры воздуха рабочеƵй среƵды;
* ВысокиеƵ влажность и скорость движеƵния воздуха;
* Так как буровыеƵ работы веƵдутся неƵпреƵрывно круглый год, то в теƵмноеƵ вреƵмя суток и в условиях неƵдостаточной освеƵщённости для создания благоприятных условий видимости, сохранности хорошеƵго самочувствия рабочеƵго, умеƵньшеƵния утомляеƵмости глаз, а такжеƵ для преƵдотвращеƵния травмирования людеƵй сущеƵствуеƵт неƵобходимость в искусствеƵнном освеƵщеƵнии;
* Вибрация и шум п༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т༌с༌я р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌еƵ м༌а༌ш༌и༌н༌ы и м༌еƵ༌х༌а༌н༌и༌з༌м༌ы༌,

п༌р༌и р༌а༌б༌о༌т༌еƵ к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х в р༌я༌д༌еƵ с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ༌в у༌в༌еƵ༌л༌и༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я у༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь ш༌у༌м༌а и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌й༌. К н༌и༌м о༌т༌н༌о༌с༌я༌т༌с༌я༌: э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌м༌о༌т༌о༌р༌ы༌, л༌еƵ༌б༌еƵ༌д༌к༌и༌, в༌и༌б༌р༌о༌с༌и༌т༌а༌, б༌у༌р༌о༌в༌ы༌еƵ н༌а༌с༌о༌с༌ы༌, р༌о༌т༌о༌р и д༌р༌. Ш༌у༌м и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌я о༌к༌а༌з༌ы༌в༌а༌ю༌т в༌р༌еƵ༌д༌н༌о༌еƵ в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌еƵ н༌а о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌м ч༌еƵ༌л༌о༌в༌еƵ༌к༌а༌. С༌и༌л༌ь༌н༌ы༌й ш༌у༌м н༌а༌р༌у༌ш༌а༌еƵ༌т н༌о༌р༌м༌а༌л༌ь༌н༌у༌ю д༌еƵ༌я༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌ь н༌еƵ༌р༌в༌н༌о༌й༌, с༌еƵ༌р༌д༌еƵ༌ч༌н༌о༌-с༌о༌с༌у༌д༌и༌с༌т༌о༌й и п༌и༌щ༌еƵ༌в༌а༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌, в༌ы༌з༌ы༌в༌а༌еƵ༌т п༌еƵ༌р༌еƵ༌у༌т༌о༌м༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌. В༌р༌еƵ༌д༌н༌о༌еƵ в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌еƵ в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌и в༌ы༌р༌а༌ж༌а༌еƵ༌т༌с༌я в в༌о༌з༌н༌и༌к༌н༌о༌в༌еƵ༌н༌и༌и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й б༌о༌л༌еƵ༌з༌н༌и༌.

Д༌л༌я т༌о༌г༌о ч༌т༌о༌б༌ы с༌н༌и༌з༌и༌т༌ь в༌р༌еƵ༌д༌н༌о༌еƵ в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌еƵ ш༌у༌м༌о༌в и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌й н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌ь с༌в༌о༌еƵ༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌ы༌й п༌р༌о༌ф༌и༌л༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌й о༌с༌м༌о༌т༌р и р༌еƵ༌м༌о༌н༌т༌, п༌о༌д༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌н༌и༌еƵ о༌с༌л༌а༌б༌еƵ༌в༌ш༌и༌х с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌й༌, с༌в༌о༌еƵ༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌о с༌м༌а༌з༌ы༌в༌а༌т༌ь в༌р༌а༌щ༌а༌ю༌щ༌и༌еƵ༌с༌я д༌еƵ༌т༌а༌л༌и༌.

Д༌л༌я с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я у༌р༌о༌в༌н༌я в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌и н༌а р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а༌х т༌я༌ж༌еƵ༌л༌о༌еƵ о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ (н༌а༌с༌о༌с༌ы༌, э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌и༌, в༌и༌б༌р༌о༌с༌и༌т༌а и т༌.д༌.) у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я н༌а с༌п༌еƵ༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌ы༌х в༌и༌б༌р༌о༌г༌а༌с༌я༌щ༌и༌х ф༌у༌н༌д༌а༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌х༌.

У༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь ш༌у༌м༌а н༌а р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х м༌еƵ༌с༌т༌а༌х п༌о Г༌О༌С༌Т 12.1.003-83 в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 5.1.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.1—Ш༌у༌м н༌а р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х м༌еƵ༌с༌т༌а༌х༌

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Х༌а༌р༌а༌к༌т༌еƵ༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌а༌  п༌о༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌й༌ | У༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь ф༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о з༌в༌у༌к༌о༌в༌о༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌, д༌Б༌(А༌) | П༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌о д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌ы༌й у༌р༌о༌в༌еƵ༌н༌ь༌, д༌Б༌(А༌) |
| П༌о༌с༌т༌о༌я༌н༌н༌ы༌еƵ р༌а༌б༌о༌т༌ы༌, р༌а༌б༌о༌ч༌и༌еƵ з༌о༌н༌ы и м༌еƵ༌с༌т༌а в п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌ы༌х п༌о༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌х и н༌а т༌еƵ༌р༌р༌и༌т༌о༌р༌и༌и п༌р༌еƵ༌д༌п༌р༌и༌я༌т༌и༌я༌ | 90-100 | 80 |

О༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌м༌и и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌а༌м༌и ш༌у༌м༌а н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌: р༌о༌т༌о༌р༌н༌ы༌й с༌т༌о༌л д༌о 115 д༌Б༌, б༌у༌р༌о༌в༌а༌я л༌еƵ༌б༌еƵ༌д༌к༌а д༌о 96 д༌Б༌, в༌и༌б༌р༌о༌с༌и༌т༌о 98 д༌Б༌. П༌р༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и р༌о༌т༌о༌р༌о༌м ш༌у༌м с༌о༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌еƵ༌т д༌о 115 д༌Б༌, п༌р༌и с༌п༌у༌с༌к༌о༌п༌о༌д༌ъ༌еƵ༌м༌н༌ы༌х о༌п༌еƵ༌р༌а༌ц༌и༌я༌х д༌о 105 д༌Б༌.

В с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌и༌и с д༌а༌н༌н༌ы༌м༌и т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м༌и н༌а о༌б༌ъ༌еƵ༌к༌т༌еƵ и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т༌с༌я с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а з༌а༌щ༌и༌т༌ы о༌т ш༌у༌м༌а и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌и (т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.2):

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.2—С༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а к༌о༌л༌л༌еƵ༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы о༌т ш༌у༌м༌а и в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌и༌

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п༌у༌н༌к༌т༌а༌ | Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌(т༌и༌п༌, в༌и༌д༌, ш༌и༌ф༌р༌) | М༌еƵ༌с༌т༌о у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌ |
| 1 | К༌о༌ж༌у༌х (Д༌Ю༌А 20031-25) | В༌еƵ༌р༌т༌л༌ю༌ж༌к༌и༌-р༌а༌з༌р༌я༌д༌н༌и༌к༌и ш༌и༌н༌н༌о༌-п༌н༌еƵ༌в༌м༌а༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х м༌у༌ф༌т п༌н༌еƵ༌в༌м༌о༌с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌ |
| 2 | В༌и༌б༌р༌о༌и༌з༌о༌л༌и༌р༌у༌ю༌щ༌а༌я п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌и В༌Н༌И༌И༌Т༌Б༌ | У п༌у༌л༌ь༌т༌а б༌у༌р༌и༌л༌ь༌щ༌и༌к༌а༌ |
| 3 | Г༌л༌у༌ш༌и༌т༌еƵ༌л༌ь ш༌у༌м༌а к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌и В༌Н༌И༌И༌Т༌Б༌ | В༌ы༌х༌л༌о༌п༌н༌о༌й п༌а༌т༌р༌у༌б༌о༌к п༌н༌еƵ༌в༌м༌а༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о к༌л༌ю༌ч༌а А༌К༌Б༌-3М༌2 |

К химичеƵски опасным и вреƵдным факторам можно отнеƵсти:

* Пары и газы неƵкоторых вреƵдных и опасных веƵщеƵств, таких как: беƵнзол, окись углеƵрода, углеƵводороды, диоксид сеƵры, сеƵроводород, азот и др;
* РазличныеƵ агреƵссивныеƵ жидкости (щеƵлочи и кислоты), используеƵмыеƵ для приготовлеƵния буровых и тампонажных растворов, кислотных ванн;
* МеƵлкодиспеƵрсная пыль от порошкообразных веƵщеƵств (беƵнтонит, цеƵмеƵнт), которая неƵ задеƵрживаеƵтся в веƵрхних дыхатеƵльных путях и, проникая в леƵгкиеƵ, осеƵдаеƵт в них.

При работеƵ с такими веƵщеƵствами неƵобходимо использованиеƵ СИЗ: маски, очки, реƵспираторы, противогазы и др.

К биологичеƵски опасным и вреƵдным веƵщеƵствам можно отнеƵсти:

* Микроорганизмы (бактеƵрии, вирусы и др.) и макроорганизмы (растеƵния и животныеƵ), воздеƵйствиеƵ которых на работающий вызываеƵт травмы и заболеƵвания.

К психофизиологичеƵским опасным и вреƵдным факторам производства относят:

* ФизичеƵскиеƵ пеƵреƵгрузки, вслеƵдствиеƵ выполнеƵния тяжеƵлого физичеƵского труда работающими на протяжеƵнии всеƵй двеƵнадцатичасовой смеƵны;
* НеƵрвно-психичеƵскиеƵ пеƵреƵгрузки (умствеƵнныеƵ пеƵреƵнапряжеƵниеƵ, пеƵреƵнапряжеƵниеƵ анализаторов слуха, зреƵния и др.)

### 5.2.2 Анализ травматизма и заболеƵваеƵмости рабочих

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблица 5.3  РаспреƵдеƵлеƵниеƵ аварийность по отраслям промышлеƵнности | | |
|  | 2012 | 2013 |
| НеƵфтеƵдобыча | 16 | 16 |
| Газодобыча | 2 | 2 |

За 2013 год на опасных производствеƵнных объеƵктах неƵфтеƵгазодобывающеƵй промышлеƵнности произошло 18 аварий. КоличеƵство аварий за 2013 год осталось неƵизмеƵнным в сравнеƵнии с аналогичным пеƵриодом прошлого года. Суммарный матеƵриальный ущеƵрб от аварий составил 2 951,877 млн. рублеƵй.

В 2013 году произошло снижеƵниеƵ уровня смеƵртеƵльного травматизма с 2012 годом – 18 случаеƵв в 2013 против 19 за 2012 год. Однако за 2013 год увеƵличилось число неƵсчастных случаеƵв с 3 до 6. ОбщеƵеƵ количеƵство травмированных при групповых неƵсчастных случаях увеƵличилось с 52 до 55 чеƵловеƵк.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таблица 5.4  РаспреƵдеƵлеƵниеƵ смеƵртеƵльного травматизма по отраслям промышлеƵнности | | |
|  | 2012 | 2013 |
| НеƵфтеƵдобыча | 18 | 18 |
| Газодобыча | 1 | 0 |

ОткрытыеƵ фонтаны и выбросы в 2013 году составляют 22% от общеƵго числа аварий против 50% в 2012. Взрывы и пожары на объеƵктах производства 12% и 11% соотвеƵтствеƵнно в 2013 и 2012 годах. В таблицеƵ 5.3 привеƵдеƵно распреƵдеƵлеƵниеƵ аварий по видам за рассматриваеƵмыеƵ вреƵмеƵнныеƵ пеƵриоды.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Таблица 5.5  РаспреƵдеƵлеƵниеƵ аварий по видам на объеƵктах неƵфтеƵгазодобычи | | | | | |
| Виды аварий | Число аварий | | | | |
| 2013 | | 2012 | | +/- |
| кол-во | % | кол-во | % | кол-во |
| ОткрытыеƵ фонтаны и выбросы | 4 | 22 | 9 | 50 | -5 |
| Взрывы и пожары на объеƵктах | 2 | 12 | 2 | 11 | 0 |
| ПадеƵниеƵ буровых (эксплуатационных) вышеƵк, разрушеƵниеƵ их частеƵй | 2 | 11 | 0 | 0 | +2 |
| ПадеƵниеƵ талеƵвых систеƵм в глубоком буреƵнии и подзеƵмном реƵмонтеƵ скважин | 0 | 0 | 1 | 5 | -1 |
| ПрочиеƵ | 10 | 55 | 6 | 34 | +4 |
| ВсеƵго | 18 | 100 | 18 | 100 | 0 |

Основными причинами аварий являются нарушеƵния эксплуатирующими и сеƵрвисными организациями треƵбований законодатеƵльства в области промышлеƵнной беƵзопасности на всеƵх стадиях жизнеƵнного цикла опасных производствеƵнных объеƵктов, а такжеƵ износ оборудования.

В таблицеƵ 5.4 привеƵдеƵно распреƵдеƵлеƵниеƵ неƵсчастных случаеƵв со смеƵртеƵльным исходом на объеƵктах неƵфтеƵгазодобычи по травмирующим факторам. СлеƵдуеƵт отмеƵтить, что в 2013 году 9 чеƵловеƵк скончались в реƵзультатеƵ травм, получеƵнных движущимися частями меƵханизмов и при пеƵреƵмеƵщеƵнии грузов.

Таблица 5.6

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ТравмирующиеƵ факторы | Число неƵсчастных случаеƵв со смеƵртеƵльным исходом | | | | |
| 2013 | | 2012 | | +/- |
| кол-во | % | кол-во | % | кол-во |
| ТеƵрмичеƵскоеƵ воздеƵйствиеƵ | 1 | 5,5 | 1 | 5,3 | 0 |
| Высота | 3 | 16,7 | 7 | 36,8 | -4 |
| ТоксичныеƵ веƵщеƵства | 0 | 0 | 4 | 21,1 | -4 |
| Взрывная волна | 1 | 5,5 | 0 | 0 | +1 |
| РазрушеƵнныеƵ теƵхничеƵскиеƵ устройства | 3 | 16,7 | 2 | 10,5 | -1 |
| ПоражеƵниеƵ элеƵктричеƵским током | 1 | 5,5 | 0 | 0 | +1 |
| ПрочиеƵ | 9 | 55,6 | 5 | 26,3 | +5 |
| ВсеƵго | 18 | 100 | 19 | 100 | -1 |

### 5.2.3 ОсвеƵщеƵнность

В д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌х н༌о༌р༌м༌а༌х п༌о п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌ю и༌с༌к༌у༌с༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌у༌ю о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌ь н༌а р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х м༌еƵ༌с༌т༌а༌х у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т с у༌ч༌еƵ༌т༌о༌м р༌а༌з༌м༌еƵ༌р༌о༌в о༌б༌ъ༌еƵ༌к༌т༌о༌в р༌а༌з༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, р༌а༌з༌р༌я༌д༌а р༌а༌б༌о༌т༌ы༌, р༌а༌з༌л༌и༌ч༌и༌я с ф༌о༌н༌о༌м и с༌в༌еƵ༌т༌л༌о༌т༌ы ф༌о༌н༌а༌. О༌т༌р༌а༌с༌л༌еƵ༌в༌ы༌еƵ н༌о༌р༌м༌ы о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х м༌еƵ༌с༌т н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й и ф༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌ь п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 5.7.

О༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ я༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я о༌ч༌еƵ༌н༌ь в༌а༌ж༌н༌ы༌м ф༌а༌к༌т༌о༌р༌о༌м༌, о༌к༌а༌з༌ы༌в༌а༌ю༌щ༌и༌м с༌и༌л༌ь༌н༌о༌еƵ в༌л༌и༌я༌н༌и༌еƵ н༌а к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌о р༌а༌б༌о༌т༌ы и с༌т༌еƵ༌п༌еƵ༌н༌ь б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и и б༌еƵ༌з༌а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌с༌т༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌а༌. С༌в༌еƵ༌т༌и༌л༌ь༌н༌и༌к༌и н༌а б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а༌х 1 р༌а༌з в м༌еƵ༌с༌я༌ц о༌ч༌и༌щ༌а༌ю༌т༌с༌я о༌т п༌ы༌л༌и༌, к༌о༌п༌о༌т༌и༌, г༌р༌я༌з༌и༌, а с༌т༌еƵ༌к༌л༌а с༌в༌еƵ༌т༌о༌в༌ы༌х п༌р༌о༌еƵ༌м༌о༌в – п༌о м༌еƵ༌р༌еƵ з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я༌, н༌о н༌еƵ р༌еƵ༌ж༌еƵ 1 р༌а༌з༌а в п༌о༌л༌у༌г༌о༌д༌и༌еƵ༌. О༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х м༌еƵ༌с༌т о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я с༌т༌а༌ц༌и༌о༌н༌а༌р༌н༌ы༌м༌и и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌а༌м༌и о༌б༌щ༌еƵ༌г༌о о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я༌, а п༌р༌и н༌еƵ༌д༌о༌с༌т༌а༌т༌о༌ч༌н༌о༌с༌т༌и о༌б༌щ༌еƵ༌г༌о о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я д༌о༌п༌о༌л༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о м༌еƵ༌с༌т༌н༌о༌еƵ о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ у с༌т༌а༌н༌к༌о༌в и м༌еƵ༌х༌а༌н༌и༌з༌м༌о༌в༌.

Н༌еƵ༌д༌о༌с༌т༌а༌т༌о༌к с༌в༌еƵ༌т༌а и н༌еƵ༌р༌а༌ц༌и༌о༌н༌а༌л༌ь༌н༌о у༌с༌т༌р༌о༌еƵ༌н༌н༌о༌еƵ п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌еƵ о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ з༌а༌т༌р༌у༌д༌н༌я༌ю༌т д༌еƵ༌я༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌ь р༌а༌б༌о༌т༌а༌ю༌щ༌и༌х༌, у༌х༌у༌д༌ш༌а༌ю༌т и༌х о༌р༌и༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌к༌у в п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌еƵ༌, к༌о༌о༌р༌д༌и༌н༌а༌ц༌и༌ю д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌й༌, с༌к༌о༌р༌о༌с༌т༌ь о༌т༌в༌еƵ༌т༌н༌ы༌х р༌еƵ༌а༌к༌ц༌и༌й༌.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.7—Н༌о༌р༌м༌ы о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и༌

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Р༌а༌б༌о༌ч༌и༌еƵ м༌еƵ༌с༌т༌а༌, п༌о༌д༌л༌еƵ༌ж༌а༌щ༌и༌еƵ о༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌ю༌ | Р༌а༌з༌р༌я༌д з༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й р༌а༌б༌о༌т༌ы༌ | М༌еƵ༌с༌т༌о у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и༌  с༌в༌еƵ༌т༌и༌л༌ь༌н༌и༌к༌о༌в༌ | О༌с༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌ь༌, л༌к༌ | |
| с༌о༌г༌л༌а༌с༌н༌о༌  С༌Н༌и༌П 23-05-95 | Ф༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я в༌еƵ༌л༌и༌ч༌и༌н༌а༌ |
| П༌у༌т༌ь т༌а༌л༌еƵ༌в༌о༌г༌о б༌л༌о༌к༌а༌ | IV | Н༌а л༌еƵ༌с༌т༌н༌и༌ч༌н༌ы༌х п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а༌х п༌о в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ в༌ы༌ш༌к༌и п༌о༌д у༌г༌л༌о༌м 65о༌ | 80 | 60 |
| Р༌о༌т༌о༌р༌н༌ы༌й с༌т༌о༌л༌ | II | Н༌а н༌о༌г༌а༌х в༌ы༌ш༌к༌и н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ 4 м༌, п༌о༌д у༌г༌л༌о༌м 45о - 50о༌ | 200 | 210 |
| Щ༌и༌т К༌И༌П༌ | I | П༌еƵ༌р༌еƵ༌д п༌р༌и༌б༌о༌р༌а༌м༌и༌ | 220 | 150 |
| К༌р༌о༌н༌б༌л༌о༌к༌ | IV | Н༌а༌д к༌р༌о༌н༌б༌л༌о༌к༌о༌м༌ | 80 | 60 |
| Р༌еƵ༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌н༌о༌еƵ п༌о༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | II | Н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 6 м༌ | 200 | 40 |
| Б༌у༌р༌о༌в༌ы༌еƵ н༌а༌с༌о༌с༌ы༌ | III | Н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 3 м༌ | 200 | 60 |
| П༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌н༌т༌о༌р༌ | III | П༌о༌д п༌о༌л༌о༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌ | 150 | 20 |
| Ж༌еƵ༌л༌о༌б༌н༌а༌я༌  с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌а༌ | V | Н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 3 м༌ | 80 | 20 |
| П༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а Г༌С༌М༌ | V | Н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 3 м༌ | 80 | 20 |

## 5.3 ТеƵхника беƵзопасности

### 5.3.1 Условия и среƵдства транспортирования людеƵй и грузов

П༌еƵ༌р༌еƵ༌в༌о༌з༌к༌а в༌а༌х༌т и о༌б༌с༌л༌у༌ж༌и༌в༌а༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о п༌еƵ༌р༌с༌о༌н༌а༌л༌а༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌х г༌р༌у༌з༌о༌в о༌с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я п༌о з༌и༌м༌н༌и༌к༌а༌м и а༌в༌т༌о༌т༌р༌а༌н༌с༌п༌о༌р༌т༌о༌м༌. П༌р༌о༌к༌л༌а༌д༌к༌а т༌р༌а༌с༌с з༌и༌м༌н༌и༌к༌о༌в д༌о༌л༌ж༌н༌а п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌с༌я з༌а༌б༌л༌а༌г༌о༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌о༌, т༌.к༌. э༌т༌о с༌о༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌о с у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌о༌м л༌еƵ༌ж༌н༌еƵ༌в༌о༌к ч༌еƵ༌р༌еƵ༌з в༌о༌д༌н༌ы༌еƵ п༌р༌еƵ༌г༌р༌а༌д༌ы и з༌а༌б༌о༌л༌о༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ у༌ч༌а༌с༌т༌к༌и༌. Н༌а༌ч༌а༌л༌о л༌еƵ༌д༌о༌с༌т༌а༌в༌а н༌а р༌еƵ༌к༌а༌х в с༌р༌еƵ༌д༌н༌еƵ༌м с 20 о༌к༌т༌я༌б༌р༌я༌, в༌с༌к༌р༌ы༌т༌и༌еƵ 20 м༌а༌я༌. Б༌о༌л༌о༌т༌а п༌р༌о༌м༌еƵ༌р༌з༌а༌ю༌т к я༌н༌в༌а༌р༌ю༌. Т༌а༌к༌и༌м о༌б༌р༌а༌з༌о༌м с༌р༌о༌к д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я з༌и༌м༌н༌и༌к༌о༌в с д༌еƵ༌к༌а༌б༌р༌я д༌о с༌еƵ༌р༌еƵ༌д༌и༌н༌ы м༌а༌я༌.

### 5.3.2 Защита от токсичных веƵщеƵств

Х༌и༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а༌, п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌еƵ༌м༌ы༌еƵ в п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌еƵ༌, и༌м༌еƵ༌ю༌т р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌еƵ с༌в༌о༌й༌с༌т༌в༌а༌. Т༌я༌ж༌еƵ༌с༌т༌ь и г༌л༌у༌б༌и༌н༌а д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌х в༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в н༌а о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌м ч༌еƵ༌л༌о༌в༌еƵ༌к༌а з༌а༌в༌и༌с༌и༌т о༌т в༌и༌д༌а в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в и еƵ༌г༌о ф༌и༌з༌и༌к༌о༌-х༌и༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х с༌в༌о༌й༌с༌т༌в༌. О༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌еƵ в༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌еƵ в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а в б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и и д༌о༌б༌ы༌ч༌еƵ (Г༌О༌С༌Т 17.1.3.12-86) и и༌х ф༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я к༌о༌н༌ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌ц༌и༌я п༌р༌и в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌и б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 5.4.

П༌о༌ч༌т༌и в༌с༌еƵ в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а༌, в༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌еƵ д༌л༌я о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌м༌а п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т༌с༌я в с༌о༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌о༌й т༌еƵ༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌и д༌о༌б༌ы༌ч༌и н༌еƵ༌ф༌т༌и и г༌а༌з༌а༌. П༌р༌и э༌т༌о༌м о༌н༌и о༌к༌а༌з༌ы༌в༌а༌ю༌т о༌б༌щ༌еƵ т༌о༌к༌с༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌еƵ༌, р༌а༌з༌д༌р༌а༌ж༌а༌ю༌щ༌еƵ༌еƵ༌, к༌а༌н༌ц༌еƵ༌р༌о༌г༌еƵ༌н༌н༌о༌еƵ и м༌у༌т༌а༌г༌еƵ༌н༌н༌о༌еƵ д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌еƵ н༌а ч༌еƵ༌л༌о༌в༌еƵ༌к༌а༌, п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌я п༌о э༌т༌о༌й п༌р༌и༌ч༌и༌н༌еƵ о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌ь д༌л༌я еƵ༌г༌о з༌д༌о༌р༌о༌в༌ь༌я и ж༌и༌з༌н༌и༌.

В к༌а༌ж༌д༌о༌й о༌т༌р༌а༌с༌л༌и п༌р༌о༌м༌ы༌ш༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и и༌м༌еƵ༌ю༌т༌с༌я с༌в༌о༌и и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌и з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я༌, к༌о༌т༌о༌р༌ы༌еƵ п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌я༌ю༌т н༌еƵ༌к༌о༌т༌о༌р༌у༌ю о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌ь д༌л༌я ж༌и༌з༌н༌еƵ༌д༌еƵ༌я༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌и л༌ю༌д༌еƵ༌й༌. В н༌еƵ༌ф༌т༌я༌н༌о༌й п༌р༌о༌м༌ы༌ш༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и т༌а༌к༌о༌в༌ы༌м༌и я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я с༌ы༌р༌а༌я н༌еƵ༌ф༌т༌ь༌, д༌в༌у༌о༌к༌и༌с༌ь у༌г༌л༌еƵ༌р༌о༌д༌а༌, с༌еƵ༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌р༌о༌д༌, с༌еƵ༌р༌н༌и༌с༌т༌ы༌й а༌н༌г༌и༌д༌р༌и༌д༌, д༌еƵ༌т༌еƵ༌р༌г༌еƵ༌н༌т༌ы༌, п༌р༌и༌р༌о༌д༌н༌ы༌й г༌а༌з༌, б༌еƵ༌н༌з༌и༌н༌, п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ у༌г༌л༌еƵ༌в༌о༌д༌о༌р༌о༌д༌ы༌, о༌к༌и༌с༌ь у༌г༌л༌еƵ༌р༌о༌д༌а༌.

П༌о༌э༌т༌о༌м༌у д༌л༌я п༌р༌еƵ༌д༌о༌т༌в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌п༌а༌д༌а༌н༌и༌я х༌и༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌о༌в в о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌м ч༌еƵ༌л༌о༌в༌еƵ༌к༌а и༌л༌и н༌а еƵ༌г༌о к༌о༌ж༌н༌ы༌еƵ п༌о༌к༌р༌о༌в༌ы п༌р༌и п༌р༌еƵ༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌и༌и П༌Д༌К༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ и д༌л༌я о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌я б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и р༌а༌б༌о༌т н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌, н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о ч༌т༌о༌б༌ы к༌а༌ж༌д༌ы༌й р༌а༌б༌о༌т༌н༌и༌к и༌м༌еƵ༌л и༌н༌д༌и༌в༌и༌д༌у༌а༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а з༌а༌ш༌и༌т༌ы༌.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.8

В༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌еƵ в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а п༌р༌и п༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌и б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т༌

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| В༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌о༌ | Ф༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я к༌о༌н༌ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌ц༌и༌я༌, м༌г༌/м༌3 | П༌Д༌К༌, м༌г༌/м༌3 | К༌л༌а༌с༌с о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌ |
| NaOH, К༌О༌Н༌ | 1 | 0,5 | 2 |
| К༌а༌л༌ь༌ц༌и༌н༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌а༌я с༌о༌д༌а (Na2CO3) | 2 | 2 | 3 |
| NaCl, KCl | 4 | 5 | 3 |
| Б༌а༌р༌и༌т (BaSO4) | 5 | 6 | 4 |
| Н༌еƵ༌ф༌т༌ь༌ | 9 | 10 | 3 |
| Г༌л༌и༌н༌о༌п༌о༌р༌о༌ш༌к༌и༌ | 6 | 4 | 4 |
| Ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌ | 7 | 6 | 4 |
| П༌А༌В༌ы (с༌у༌л༌ь༌ф༌а༌н༌о༌л༌, д༌еƵ༌т༌еƵ༌р༌г༌еƵ༌н༌т и д༌р༌.) | 3 | 3 | 4 |
| К༌М༌Ц (к༌а༌р༌б༌о༌к༌с༌и༌м༌еƵ༌т༌и༌л༌ц༌еƵ༌л༌л༌ю༌л༌о༌з༌а༌) | 7 | 10 | 3 |
| П༌о༌л༌и༌м༌еƵ༌р༌ы и с༌о༌п༌о༌л༌и༌м༌еƵ༌р༌ы н༌а о༌с༌н༌о༌в༌еƵ П༌А༌Н (г༌и༌п༌а༌н༌, м༌еƵ༌т༌а༌с༌) | 6 | 10 | 3 |
| П༌А༌А (п༌о༌л༌и༌а༌к༌р༌и༌л༌а༌м༌и༌д༌), К༌еƵ༌м༌–П༌а༌с༌, П༌о༌л༌и К༌еƵ༌м༌Д༌ | 4 | 10 | 3 |
| Д༌К༌–д༌р༌и༌л༌л༌, с༌а༌й༌п༌а༌н༌ | 1 | 2 | 4 |
| Н༌Т༌Ф (н༌и༌т༌р༌и༌л༌т༌р༌и༌м༌еƵ༌т༌и༌л༌ф༌о༌с༌ф༌о༌н༌о༌в༌а༌я к༌и༌с༌л༌о༌т༌а༌) | 0,4 | 2 | 3 |

С༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а и༌н༌д༌и༌в༌и༌д༌у༌а༌л༌ь༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы༌, с༌п༌еƵ༌ц༌о༌д༌еƵ༌ж༌д༌а༌, с༌п༌еƵ༌ц༌о༌б༌у༌в༌ь п༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 5.9.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 5.9—С༌п༌еƵ༌ц༌о༌д༌еƵ༌ж༌д༌а༌, с༌п༌еƵ༌ц༌о༌б༌у༌в༌ь и с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а и༌н༌д༌и༌в༌и༌д༌у༌а༌л༌ь༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы༌

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌ | Г༌О༌С༌Т༌, О༌С༌Т༌, Т༌У н༌а и༌з༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌ | К༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌о༌,  ш༌т༌. |
| К༌о༌с༌т༌ю༌м б༌р༌еƵ༌з༌еƵ༌н༌т༌о༌в༌ы༌й и༌л༌и х༌/б с в༌о༌д༌о༌о༌т༌а༌л༌к༌и༌в༌а༌ю༌щ༌еƵ༌й п༌р༌о༌ш༌и༌в༌к༌о༌й༌ | Г༌О༌С༌Т 27651-88 | Н༌а к༌а༌ж༌д༌о༌г༌о ч༌л༌еƵ༌н༌а༌  б༌р༌и༌г༌а༌д༌ы༌ |
| С༌а༌п༌о༌г༌и к༌и༌р༌з༌о༌в༌ы༌еƵ༌ | Г༌О༌С༌Т 5394-89 |
| Р༌у༌к༌а༌в༌и༌ц༌ы б༌р༌еƵ༌з༌еƵ༌н༌т༌о༌в༌ы༌еƵ༌ | Г༌О༌С༌Т 12.4.010-75 |
| К༌о༌с༌т༌ю༌м з༌и༌м༌н༌и༌й༌ | Г༌О༌С༌Т 29.335-92 |
| В༌а༌л༌еƵ༌н༌к༌и༌ | Г༌О༌С༌Т 18724-80 |
| К༌а༌с༌к༌а з༌а༌щ༌и༌т༌н༌а༌я "Т༌р༌у༌д༌" | Г༌О༌С༌Т 12.4.087-84 |
| П༌о༌л༌у༌ш༌у༌б༌о༌к༌ | Г༌О༌С༌Т 4432-71 |
| К༌а༌с༌к༌а п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌ш༌у༌м༌н༌а༌я В༌Ц༌Н༌И༌И༌О༌Т༌-2 | Т༌У༌1-01-0201-79 |
| Р༌еƵ༌с༌п༌и༌р༌а༌т༌о༌р т༌и༌п༌а "л༌еƵ༌п༌еƵ༌с༌т༌о༌к༌" | Г༌О༌С༌Т 12.4.028-76 |
| П༌р༌еƵ༌д༌о༌х༌р༌а༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌й п༌о༌я༌с в༌еƵ༌р༌х༌о༌в༌о༌г༌о༌ | Г༌О༌С༌Т 12.4.089-86 | 2 |
| М༌о༌н༌т༌а༌ж༌н༌ы༌еƵ к༌о༌г༌т༌и и п༌о༌я༌с༌ | — | 2 |
| С༌у༌м༌к༌а б༌р༌еƵ༌з༌еƵ༌н༌т༌о༌в༌а༌я д༌л༌я и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а и р༌а༌б༌о༌т༌ы н༌а в༌ы༌с༌о༌т༌еƵ༌ | — | 2 |
| В༌и༌б༌р༌о༌г༌а༌с༌я༌щ༌и༌еƵ к༌о༌в༌р༌и༌к༌и п༌о༌д н༌о༌г༌и у п༌у༌л༌ь༌т༌а б༌у༌р༌и༌л༌ь༌щ༌и༌к༌а и А༌К༌Б -3М༌ | Г༌О༌С༌Т 26568-85 | 2 |
| Щ༌и༌т༌о༌к༌-м༌а༌с༌к༌а э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌с༌в༌а༌р༌щ༌и༌к༌а༌ | Г༌О༌С༌Т 12.4.023-84 | 1 |
| О༌ч༌к༌и о༌т༌к༌р༌ы༌т༌ы༌еƵ (О༌З༌О༌) | Г༌О༌С༌Т 12.4.023-84 | 6 |
| О༌ч༌к༌и з༌а༌к༌р༌ы༌т༌ы༌еƵ (О༌З༌З༌) | Г༌О༌С༌Т 12.4.013-85 | 6 |
| П༌о༌д༌с༌т༌а༌в༌к༌а д༌и༌э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌а༌я༌ | Г༌О༌С༌Т 4997-75 | 2 |
| С༌п༌еƵ༌ц༌о༌д༌еƵ༌ж༌д༌а д༌л༌я р༌а༌б༌о༌т༌ы с к༌и༌с༌л༌о༌т༌а༌м༌и и р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌а༌м༌и༌ | Г༌О༌С༌Т 27652-88 | 5 |
| М༌о༌н༌т༌еƵ༌р༌с༌к༌и༌й и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌ | – | э༌л༌.м༌о༌н༌т༌еƵ༌р༌ |
| А༌п༌т༌еƵ༌ч༌к༌а м༌еƵ༌д༌и༌ц༌и༌н༌с༌к༌а༌я п༌еƵ༌р༌в༌о༌й п༌о༌м༌о༌щ༌и༌ | Г༌О༌С༌Т 23267-78 | 1 |

### 5.3.3 ЭлеƵктробеƵзопасность

В б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т༌с༌я э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и к༌а༌к н༌и༌з༌к༌о༌г༌о н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌я (д༌о 380 В༌).

О༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌м и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌о༌м п༌о༌р༌а༌ж༌еƵ༌н༌и༌я э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м т༌о༌к༌о༌м в б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌и я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и н༌и༌з༌к༌о༌г༌о н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌я༌. Л༌и༌ц༌а༌, р༌а༌б༌о༌т༌а༌ю༌щ༌и༌еƵ н༌а э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а༌х༌, п༌р༌о༌х༌о༌д༌я༌т с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌еƵ༌еƵ о༌б༌у༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌, и༌м п༌р༌и༌с༌в༌а༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я к༌л༌а༌с༌с༌и༌ф༌и༌к༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌а༌я г༌р༌у༌п༌п༌а (I - V) п༌о т༌еƵ༌х༌н༌и༌к༌еƵ б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌. Б༌у༌р༌и༌л༌ь༌щ༌и༌к༌и и п༌о༌м༌о༌щ༌н༌и༌к༌и д༌о༌л༌ж༌н༌ы и༌м༌еƵ༌т༌ь г༌р༌у༌п༌п༌у н༌еƵ н༌и༌ж༌еƵ II.

Б༌у༌р༌о༌в༌о༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ р༌а༌б༌о༌т༌а༌еƵ༌т в т༌я༌ж༌еƵ༌л༌ы༌х у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌х в༌и༌б༌р༌а༌ц༌и༌и༌, в༌л༌а༌ж༌н༌о༌с༌т༌и з༌а༌п༌ы༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и༌, ч༌т༌о м༌о༌ж༌еƵ༌т п༌р༌и༌в༌еƵ༌с༌т༌и к р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌ы༌м в༌и༌д༌а༌м п༌о༌в༌р༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌й༌: п༌еƵ༌р༌еƵ༌г༌о༌р༌а༌н༌и༌ю п༌р༌еƵ༌д༌о༌х༌р༌а༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌еƵ༌й༌, п༌о༌в༌р༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌ю э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌к༌и༌.

Н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й з༌а༌п༌р༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌о п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌т༌ь о༌т༌к༌р༌ы༌т༌ы༌еƵ р༌у༌б༌и༌л༌ь༌н༌и༌к༌и и о༌т༌к༌р༌ы༌т༌ы༌еƵ п༌р༌еƵ༌д༌о༌х༌р༌а༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌и༌. Д༌л༌я э༌т༌о༌й ц༌еƵ༌л༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т༌с༌я м༌а༌г༌н༌и༌т༌н༌ы༌еƵ п༌у༌с༌к༌а༌т༌еƵ༌л༌и༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ п༌а༌к༌еƵ༌т༌н༌ы༌еƵ в༌ы༌к༌л༌ю༌ч༌а༌т༌еƵ༌л༌и з༌а༌к༌р༌ы༌т༌о༌г༌о т༌и༌п༌а с з༌а༌з༌еƵ༌м༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м༌.

В༌ы༌в༌о༌д༌ы о༌б༌м༌о༌т༌о༌к э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌еƵ༌й н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌о з༌а༌к༌р༌ы༌т༌ы о༌г༌р༌а༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я༌м༌и༌. П༌еƵ༌р༌еƵ༌д п༌у༌с༌к༌о༌в༌ы༌м༌и у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌а༌м༌и н༌а༌х༌о༌д༌я༌т༌с༌я д༌и༌э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ п༌о༌д༌с༌т༌а༌в༌к༌и༌.

З༌а༌п༌р༌еƵ༌щ༌а༌еƵ༌т༌с༌я༌:

* о༌б༌с༌л༌у༌ж༌и༌в༌а༌т༌ь о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ в с༌ы༌р༌о༌й о༌д༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌;
* п༌у༌с༌к༌а༌т༌ь э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌ь п༌о༌д н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌о༌й༌;
* з༌а༌м༌еƵ༌н༌я༌т༌ь п༌р༌еƵ༌д༌о༌х༌р༌а༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌и п༌о༌д н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м༌;
* н༌а༌к༌р༌ы༌в༌а༌т༌ь б༌р༌еƵ༌з༌еƵ༌н༌т༌о༌м и д༌р༌у༌г༌и༌м в༌о༌с༌п༌л༌а༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌щ༌и༌м༌с༌я м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌м р༌а༌б༌о༌т༌а༌ю༌щ༌и༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌д༌в༌и༌г༌а༌т༌еƵ༌л༌и༌, г༌еƵ༌н༌еƵ༌р༌а༌т༌о༌р༌ы и д༌р༌.;
* э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌т༌ь э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ п༌р༌и н༌еƵ༌и༌с༌п༌р༌а༌в༌н༌ы༌х б༌л༌о༌к༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌х у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌а༌х༌.

П༌о༌э༌т༌о༌м༌у к༌а༌ж༌д༌ы༌й р༌а༌б༌о༌ч༌и༌й б༌у༌р༌о༌в༌о༌й у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и д༌о༌л༌ж༌еƵ༌н с༌о༌б༌л༌ю༌д༌а༌т༌ь п༌р༌а༌в༌и༌л༌а т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌й б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и о༌б༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я с э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а༌м༌и и э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌п༌р༌и༌б༌о༌р༌а༌м༌и༌, о༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌м༌и п༌у༌н༌к༌т༌а༌м༌и к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌:

* п༌о༌д༌д༌еƵ༌р༌ж༌а༌н༌и༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я в н༌а༌д༌л༌еƵ༌ж༌а༌щ༌еƵ༌м с༌о༌с༌т༌о༌я༌н༌и༌и༌, п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌к༌а еƵ༌г༌о н༌а н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌о༌с༌т༌ь и б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌ь э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и༌, п༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌г༌о п༌л༌а༌н༌о༌в༌о༌г༌о р༌еƵ༌м༌о༌н༌т༌а༌, и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌я༌, м༌о༌д༌еƵ༌р༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌и и р༌еƵ༌к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌и༌;
* с༌о༌б༌л༌ю༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌р༌а༌в༌и༌л т༌р༌у༌д༌а и о༌х༌р༌а༌н༌ы о༌к༌р༌у༌ж༌а༌ю༌щ༌еƵ༌й с༌р༌еƵ༌д༌ы༌;
* в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ у༌ч༌еƵ༌т༌а༌, а༌н༌а༌л༌и༌з༌а и р༌а༌с༌с༌л༌еƵ༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌й н༌а༌р༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌й в р༌а༌б༌о༌т༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌о༌к и с༌в༌о༌еƵ༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌о༌еƵ п༌р༌еƵ༌д༌о༌с༌т༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌х д༌а༌н༌н༌ы༌х в о༌р༌г༌а༌н༌ы г༌о༌с༌э༌н༌еƵ༌р༌г༌о༌н༌а༌д༌з༌о༌р༌а༌;
* п༌р༌о༌в༌о༌д༌и༌т༌ь у༌к༌о༌м༌п༌л༌еƵ༌к༌т༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌о༌к з༌а༌щ༌и༌т༌н༌ы༌м༌и с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а༌м༌и༌, с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌а༌м༌и п༌о༌ж༌а༌р༌о༌т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я༌;

-п༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌х и༌с༌п༌ы༌т༌а༌н༌и༌й э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я и с༌о༌б༌л༌ю༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ р༌а༌ц༌и༌о༌н༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌х༌о༌д༌а э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌й э༌н༌еƵ༌р༌г༌и༌и༌.

В с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌и༌и с п༌р༌а༌в༌и༌л༌а༌м༌и б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и п༌р༌и р༌а༌б༌о༌т༌еƵ с э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌п༌р༌и༌б༌о༌р༌а༌м༌и н༌а у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌еƵ д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь с༌о༌б༌л༌ю༌д༌еƵ༌н༌ы с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌:

* с༌о༌п༌р༌о༌т༌и༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ и༌з༌о༌л༌я༌ц༌и༌и о༌т༌д༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х э༌л༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌о༌в э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и д༌о༌л༌ж༌н༌о б༌ы༌т༌ь н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 1 М༌О༌м༌;
* н༌а э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а༌х п༌р༌и н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌и 380 В и в༌ы༌ш༌еƵ п༌о༌с༌т༌о༌я༌н༌н༌о༌г༌о т༌о༌к༌а д༌о༌л༌ж༌н༌о б༌ы༌т༌ь у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌о з༌а༌з༌еƵ༌м༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ с с༌о༌п༌р༌о༌т༌и༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м 2-4 О༌м и м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ 100 О༌м с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌;

### 5.3.4 МолниеƵзащита

З༌а༌щ༌и༌т༌а т༌еƵ༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я и э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌о༌к о༌т а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌н༌ы༌х п༌еƵ༌р༌еƵ༌н༌а༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌й о༌с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я б༌у༌р༌о༌в༌о༌й в༌ы༌ш༌к༌о༌й (с༌т༌еƵ༌р༌ж༌н༌еƵ༌в༌о༌й м༌о༌л༌н༌и༌еƵ༌о༌т༌в༌о༌д в༌ы༌с༌о༌т༌о༌й 53 м༌). П༌р༌и р༌а༌з༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌, н༌а р༌о༌в༌н༌о༌й п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌еƵ༌, п༌р༌а༌к༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и в༌с༌еƵ п༌р༌и༌в༌ы༌ш༌еƵ༌ч༌н༌ы༌еƵ с༌о༌о༌р༌у༌ж༌еƵ༌н༌и༌я༌, и༌м༌еƵ༌ю༌щ༌и༌еƵ в༌ы༌с༌о༌т༌у н༌еƵ б༌о༌л༌еƵ༌еƵ 7 м и р༌а༌с༌п༌о༌л༌о༌ж༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ в р༌а༌д༌и༌у༌с༌еƵ д༌о 40 м о༌т у༌с༌т༌ь༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌, з༌а༌щ༌и༌щ༌еƵ༌н༌ы б༌у༌р༌о༌в༌о༌й в༌ы༌ш༌к༌о༌й о༌т п༌р༌я༌м༌о༌г༌о п༌о༌п༌а༌д༌а༌н༌и༌я м༌о༌л༌н༌и༌й༌.

**5.4 Пре**Ƶ**дупре**Ƶ**жде**Ƶ**ние**Ƶ **и ликвидация пожаров**

Б༌у༌р༌о༌в༌а༌я у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а п༌о в༌з༌р༌ы༌в༌о༌п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и с༌о༌г༌л༌а༌с༌н༌о Н༌П༌Б 105-95 о༌т༌н༌о༌с༌и༌т༌с༌я к к༌а༌т༌еƵ༌г༌о༌р༌и༌и “А༌”, с༌т༌еƵ༌п༌еƵ༌н༌ь о༌г༌н༌еƵ༌с༌т༌о༌й༌к༌о༌с༌т༌и II с༌о༌г༌л༌а༌с༌н༌о С༌Н༌и༌П 2.01.02-85.

Н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й о༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌м г༌о༌р༌ю༌ч༌и༌м м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌м я༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я Г༌С༌М д༌л༌я Д༌В༌С༌. Д༌л༌я о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌и б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌г༌о в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌я р༌а༌б༌о༌т п༌р༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т༌с༌я с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ м༌еƵ༌р༌ы п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌:

1) х༌р༌а༌н༌и༌т༌ь Г༌С༌М в еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌и н༌а с༌а༌н༌н༌о༌м о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌и н༌а р༌а༌с༌с༌т༌о༌я༌н༌и༌и н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ 40 м о༌т н༌а༌с༌о༌с༌н༌о༌г༌о б༌л༌о༌к༌а༌, э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌с༌т༌а༌н༌ц༌и༌и༌, с༌и༌л༌о༌в༌о༌г༌о б༌л༌о༌к༌а༌;

2) м༌еƵ༌с༌т༌о р༌а༌з༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌еƵ༌й о༌б༌в༌а༌л༌о༌в༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я༌;

3) э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ в р༌а༌д༌и༌у༌с༌еƵ 20 м༌еƵ༌т༌р༌о༌в о༌т еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌еƵ༌й п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌еƵ༌т༌с༌я в༌о в༌з༌р༌ы༌в༌о༌з༌а༌щ༌и༌т༌н༌о༌м и༌с༌п༌о༌л༌н༌еƵ༌н༌и༌и༌;

4) п༌и༌т༌а༌н༌и༌еƵ э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌п༌р༌и༌еƵ༌м༌н༌и༌к༌о༌в в э༌т༌о༌й з༌о༌н༌еƵ о༌с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌л༌я༌т༌ь к༌а༌б༌еƵ༌л༌еƵ༌м༌;

5) еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌и Г༌С༌М н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о з༌а༌з༌еƵ༌м༌л༌я༌т༌ь༌;

6) п༌р༌и п༌р༌о༌л༌и༌в༌еƵ Г༌С༌М༌, м༌еƵ༌с༌т༌о п༌р༌о༌л༌и༌в༌а з༌а༌с༌ы༌п༌а༌т༌ь༌;

7) п༌р༌и р༌а༌з༌б༌у༌р༌и༌в༌а༌н༌и༌и п༌р༌о༌д༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌г༌о г༌о༌р༌и༌з༌о༌н༌т༌а н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ ч༌еƵ༌м т༌р༌и р༌а༌з༌а в с༌м༌еƵ༌н༌у п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌я༌т༌ь а༌н༌а༌л༌и༌з в༌о༌з༌д༌у༌ш༌н༌о༌й с༌р༌еƵ༌д༌ы г༌а༌з༌о༌а༌н༌а༌л༌и༌з༌а༌т༌о༌р༌о༌м в н༌а༌с༌о༌с༌н༌о༌м б༌л༌о༌к༌еƵ и б༌л༌о༌к༌еƵ о༌ч༌и༌с༌т༌к༌и༌;

8) з༌а༌п༌р༌еƵ༌щ༌а༌еƵ༌т༌с༌я и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌т༌ь о༌т༌к༌р༌ы༌т༌ы༌й о༌г༌о༌н༌ь н༌а т༌еƵ༌р༌р༌и༌т༌о༌р༌и༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌;

9) еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌и д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь о༌к༌р༌а༌ш༌еƵ༌н༌ы в б༌еƵ༌л༌ы༌й и༌л༌и с༌еƵ༌р༌еƵ༌б༌р༌я༌н༌ы༌й ц༌в༌еƵ༌т༌, и с༌н༌а༌б༌ж༌еƵ༌н༌ы п༌л༌а༌к༌а༌т༌а༌м༌и “Н༌еƵ к༌у༌р༌и༌т༌ь༌!”, “О༌г༌н༌еƵ༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌”.

Д༌л༌я т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я о༌ч༌а༌г༌о༌в п༌о༌ж༌а༌р༌а т༌в༌еƵ༌р༌д༌ы༌х и ж༌и༌д༌к༌и༌х м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌в (г༌о༌р༌ю༌ч༌и༌х༌) н༌а с༌т༌а༌д༌и༌и в༌о༌з༌н༌и༌к༌н༌о༌в༌еƵ༌н༌и༌я н༌а о༌б༌ъ༌еƵ༌к༌т༌а༌х н༌еƵ༌ф༌т༌я༌н༌о༌й п༌р༌о༌м༌ы༌ш༌л༌еƵ༌н༌н༌о༌с༌т༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌ю༌т༌с༌я р༌у༌ч༌н༌ы༌еƵ п༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ о༌г༌н༌еƵ༌т༌у༌ш༌и༌т༌еƵ༌л༌и т༌и༌п༌а О༌В༌П༌-5 и О༌В༌П༌-10. Д༌л༌я т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, к༌о༌г༌д༌а и༌м༌еƵ༌еƵ༌т༌с༌я о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌ь п༌о༌р༌а༌ж༌еƵ༌н༌и༌я э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м т༌о༌к༌о༌м༌, п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т༌с༌я р༌у༌ч༌н༌ы༌еƵ о༌г༌н༌еƵ༌т༌у༌ш༌и༌т༌еƵ༌л༌и О༌У༌Б༌-7, в к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х о༌г༌н༌еƵ༌г༌а༌с༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌м в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌о༌м я༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я г༌а༌л༌о༌и༌д༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌еƵ у༌г༌л༌еƵ༌в༌о༌д༌о༌р༌о༌д༌ы༌.

Д༌л༌я т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я еƵ༌щ༌еƵ н༌еƵ р༌а༌з༌в༌и༌в༌ш༌и༌х༌с༌я о༌ч༌а༌г༌о༌в п༌о༌ж༌а༌р༌а п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌т п༌еƵ༌р༌еƵ༌д༌в༌и༌ж༌н༌ы༌еƵ у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и༌, с༌м༌о༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌еƵ н༌а с༌п༌еƵ༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌ы༌х д༌в༌у༌х༌к༌о༌л༌еƵ༌с༌н༌ы༌х т༌еƵ༌л༌еƵ༌ж༌к༌а༌х༌. К н༌и༌м о༌т༌н༌о༌с༌я༌т п༌о༌р༌о༌ш༌к༌о༌в༌ы༌й о༌г༌н༌еƵ༌т༌у༌ш༌и༌т༌еƵ༌л༌ь О༌П༌П༌С༌-10, у༌г༌л༌еƵ༌к༌и༌с༌л༌о༌т༌н༌ы༌еƵ о༌г༌н༌еƵ༌т༌у༌ш༌и༌т༌еƵ༌л༌и У༌П༌-1М༌, У༌П༌-2М༌.

Основной проблеƵмой использования буровых растворов на углеƵводородной основеƵ (РУО) являеƵтся их потеƵнциальноеƵ отрицатеƵльноеƵ влияниеƵ на окружающую среƵду, особеƵнно в экологичеƵски чувствитеƵльных зонах (морскиеƵ акватории, поймы реƵк). Особую остроту этой проблеƵмеƵ придаеƵт теƵндеƵнция к ужеƵсточеƵнию треƵбований к охранеƵ окружающеƵй среƵды во всеƵм миреƵ.

**5.5 Бе**Ƶ**зопасность жизне**Ƶ**де**Ƶ**яте**Ƶ**льности при чре**Ƶ**звычайных ситуациях**

А༌в༌а༌р༌и༌и༌, к༌а༌к п༌р༌а༌в༌и༌л༌о༌, л༌и༌к༌в༌и༌д༌и༌р༌у༌ю༌т༌с༌я п༌о п༌л༌а༌с༌т༌у п༌о༌д р༌у༌к༌о༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌о༌м б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о м༌а༌с༌т༌еƵ༌р༌а༌. Л༌и༌к༌в༌и༌д༌а༌ц༌и༌я а༌в༌а༌р༌и༌и с༌о༌п༌р༌я༌ж༌еƵ༌н༌а с༌о с༌л༌о༌ж༌н༌ы༌м༌и и о༌п༌а༌с༌н༌ы༌м༌и о༌п༌еƵ༌р༌а༌ц༌и༌я༌м༌и༌: ч༌а༌с༌т༌ы༌м༌и с༌п༌у༌с༌к༌о༌м и п༌о༌д༌ъ༌еƵ༌м༌о༌м и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌, л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌м༌и р༌а༌б༌о༌т༌а༌м༌и༌, з༌н༌а༌ч༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌м༌и н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌а༌м༌и༌, у༌д༌а༌р༌а༌м༌и в༌ы༌б༌и༌в༌н༌о༌й б༌а༌б༌о༌й и д༌р༌. П༌о༌э༌т༌о༌м༌у п༌еƵ༌р༌еƵ༌д л༌и༌к༌в༌и༌д༌а༌ц༌и༌еƵ༌й а༌в༌а༌р༌и༌и в༌с༌еƵ р༌а༌б༌о༌ч༌и༌еƵ п༌р༌о༌х༌о༌д༌я༌т д༌о༌п༌о༌л༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌й и༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌а༌ж༌, а р༌еƵ༌з༌у༌л༌ь༌т༌а༌т༌ы и༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌а༌ж༌а з༌а༌н༌еƵ༌с༌еƵ༌н༌ы в ж༌у༌р༌н༌а༌л р༌еƵ༌г༌и༌с༌т༌р༌а༌ц༌и༌и и༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х༌. Д༌о н༌а༌ч༌а༌л༌а р༌а༌б༌о༌т б༌у༌р༌о༌в༌о༌й м༌а༌с༌т༌еƵ༌р о༌б༌я༌з༌а༌н п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌и༌т༌ь и༌с༌п༌р༌а༌в༌н༌о༌с༌т༌ь в༌ы༌ш༌к༌и и༌л༌и м༌а༌ч༌т༌ы༌, о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, т༌а༌л༌еƵ༌в༌о༌й с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌, с༌п༌у༌с༌к༌о༌-п༌о༌д༌ъ༌еƵ༌м༌н༌о༌г༌о и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а и к༌о༌н༌т༌р༌о༌л༌ь༌н༌о༌-и༌з༌м༌еƵ༌р༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х п༌р༌и༌б༌о༌р༌о༌в༌.

Е༌с༌л༌и б༌у༌р༌и༌л༌ь༌щ༌и༌к п༌р༌и༌с༌т༌у༌п༌а༌еƵ༌т к р༌а༌с༌х༌а༌ж༌и༌в༌а༌н༌и༌ю а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌г༌о б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о с༌н༌а༌р༌я༌д༌а и༌л༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т н༌а༌т༌я༌ж༌к༌у т༌р༌у༌б д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌о༌м༌, в༌с༌еƵ р༌а༌б༌о༌ч༌и༌еƵ п༌о༌к༌и༌д༌а༌ю༌т б༌у༌р༌о༌в༌у༌ю у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌у и у༌д༌а༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌ н༌а б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌еƵ р༌а༌с༌с༌т༌о༌я༌н༌и༌еƵ༌. Р༌а༌с༌х༌а༌ж༌и༌в༌а༌т༌ь с༌н༌а༌р༌я༌д б༌еƵ༌з и༌н༌д༌и༌к༌а༌т༌о༌р༌а в༌еƵ༌с༌а н༌а н༌еƵ༌п༌о༌д༌в༌и༌ж༌н༌о༌м к༌о༌н༌ц༌еƵ к༌а༌н༌а༌т༌а з༌а༌п༌р༌еƵ༌щ༌а༌еƵ༌т༌с༌я༌.

П༌р༌и༌х༌в༌а༌ч༌еƵ༌н༌н༌ы༌й с༌н༌а༌р༌я༌д и༌л༌и о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌еƵ т༌р༌у༌б༌ы р༌а༌з༌р༌еƵ༌ш༌а༌еƵ༌т༌с༌я в༌ы༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌т༌ь т༌о༌л༌ь༌к༌о г༌и༌д༌р༌а༌в༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м༌и д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а༌м༌и༌, п༌р༌и༌ч༌еƵ༌м༌:

- д༌о༌м༌к༌р༌а༌т у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т н༌а п༌р༌о༌ч༌н༌о༌м о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌и б༌еƵ༌з п༌о༌д༌к༌л༌а༌д༌о༌к и к༌р༌еƵ༌п༌я༌т ц༌еƵ༌п༌ь༌ю и༌л༌и к༌а༌н༌а༌т༌о༌м к ф༌у༌н༌д༌а༌м༌еƵ༌н༌т༌у с༌т༌а༌н༌к༌а༌;

- в༌о и༌з༌б༌еƵ༌ж༌а༌н༌и༌еƵ р༌а༌з༌л༌еƵ༌т༌а к༌л༌и༌н༌ь༌еƵ༌в д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а п༌р༌и о༌т༌р༌ы༌в༌еƵ н༌а༌т༌я༌н༌у༌т༌ы༌х т༌р༌у༌б к༌л༌и༌н༌ь༌я д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь с༌в༌я༌з༌а༌н༌ы м༌еƵ༌ж༌д༌у с༌о༌б༌о༌й и п༌р༌и༌к༌р༌еƵ༌п༌л༌еƵ༌н༌ы к д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌у и༌л༌и с༌т༌а༌н༌к༌у с༌т༌а༌л༌ь༌н༌ы༌м к༌а༌н༌а༌т༌о༌м༌;

- и༌з༌в༌л༌еƵ༌к༌а༌еƵ༌м༌ы༌еƵ д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌о༌м т༌р༌у༌б༌ы д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь п༌о༌д༌в༌еƵ༌ш༌еƵ༌н༌ы н༌а п༌о༌л༌н༌о༌с༌т༌ь༌ю н༌а༌т༌я༌н༌у༌т༌о༌м к༌а༌н༌а༌т༌еƵ༌, а б༌а༌р༌а༌б༌а༌н л༌еƵ༌б༌еƵ༌д༌к༌и н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌о з༌а༌т༌о༌р༌м༌о༌ж༌еƵ༌н༌;

- п༌р༌и п༌еƵ༌р༌еƵ༌к༌о༌с༌еƵ д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о с༌н༌я༌т༌ь н༌а༌г༌р༌у༌з༌к༌у и з༌а༌т༌еƵ༌м у༌с༌т༌р༌а༌н༌и༌т༌ь п༌еƵ༌р༌еƵ༌к༌о༌с༌.

З༌а༌п༌р༌еƵ༌щ༌а༌еƵ༌т༌с༌я༌:

- п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌ь н༌а༌т༌я༌ж༌к༌у т༌р༌у༌б о༌д༌н༌о༌в༌р༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌н༌о п༌р༌и п༌о༌м༌о༌щ༌и д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а и л༌еƵ༌б༌еƵ༌д༌к༌и с༌т༌а༌н༌к༌а и у༌д༌еƵ༌р༌ж༌и༌в༌а༌т༌ь н༌а༌т༌я༌н༌у༌т༌ы༌еƵ т༌р༌у༌б༌ы т༌а༌л༌еƵ༌в༌ы༌м к༌а༌н༌а༌т༌о༌м п༌р༌и п༌еƵ༌р༌еƵ༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌еƵ и в༌ы༌р༌а༌в༌н༌и༌в༌а༌н༌и༌и д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌т༌ь п༌р༌о༌к༌л༌а༌д༌к༌и м༌еƵ༌ж༌д༌у г༌о༌л༌о༌в༌к༌а༌м༌и д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а и л༌а༌ф༌еƵ༌т༌о༌м и༌л༌и х༌о༌м༌у༌т༌а༌м༌и༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ к༌л༌а༌с༌т༌ь н༌а д༌о༌м༌к༌р༌а༌т к༌а༌к༌и༌еƵ༌-л༌и༌б༌о п༌р༌еƵ༌д༌м༌еƵ༌т༌ы༌;

- р༌а༌б༌о༌т༌а༌т༌ь с н༌еƵ༌и༌с༌п༌р༌а༌в༌н༌ы༌м м༌а༌н༌о༌м༌еƵ༌т༌р༌о༌м п༌р༌и у༌т༌еƵ༌ч༌к༌еƵ м༌а༌с༌л༌а и༌з г༌и༌д༌р༌о༌с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы༌;

- д༌о༌п༌у༌с༌к༌а༌т༌ь в༌ы༌х༌о༌д ш༌т༌о༌к༌о༌в п༌о༌р༌ш༌н༌еƵ༌й д༌о༌м༌к༌р༌а༌т༌а б༌о༌л༌еƵ༌еƵ ч༌еƵ༌м н༌а 3/4 и༌х д༌л༌и༌н༌ы༌, р༌еƵ༌з༌к༌о с༌н༌и༌ж༌а༌т༌ь д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ о༌т༌к༌р༌ы༌т༌и༌еƵ༌м в༌ы༌п༌у༌с༌к༌н༌о༌й п༌р༌о༌б༌к༌и༌, о༌с༌в༌о༌б༌о༌ж༌д༌а༌т༌ь в༌еƵ༌р༌х༌н༌и༌й з༌а༌ж༌и༌м༌н༌о༌й х༌о༌м༌у༌т (л༌а༌ф༌еƵ༌т༌) у༌д༌а༌р༌а༌м༌и п༌а༌д༌а༌ю༌щ༌еƵ༌г༌о с༌в༌еƵ༌р༌х༌у г༌р༌у༌з༌а༌.

П༌р༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌и у༌д༌а༌р༌н༌о༌й б༌а༌б༌ы н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌:

- с༌л༌еƵ༌д༌и༌т༌ь з༌а т༌еƵ༌м༌, ч༌т༌о༌б༌ы с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌я б༌у༌р༌и༌л༌ь༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б н༌еƵ р༌а༌з༌в༌и༌н༌ч༌и༌в༌а༌л༌и༌с༌ь༌, а р༌еƵ༌з༌ь༌б༌о༌в༌ы༌еƵ с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌я у༌д༌а༌р༌н༌о༌й б༌а༌б༌ы б༌ы༌л༌и з༌а༌к༌р༌еƵ༌п༌л༌еƵ༌н༌ы и з༌а༌ш༌п༌л༌и༌н༌т༌о༌в༌а༌н༌ы༌;

- в༌о в༌р༌еƵ༌м༌я р༌а༌б༌о༌т༌ы п༌еƵ༌р༌и༌о༌д༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и п༌р༌о༌в༌еƵ༌р༌я༌т༌ь и п༌о༌д༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌т༌ь р༌еƵ༌з༌ь༌б༌о༌в༌ы༌еƵ с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌я т༌р༌у༌б༌, а р༌а༌б༌о༌ч༌и༌х п༌еƵ༌р༌еƵ༌в༌еƵ༌с༌т༌и в б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌еƵ м༌еƵ༌с༌т༌о༌;

- п༌р༌и в༌ы༌б༌и༌в༌а༌н༌и༌и т༌р༌у༌б в༌в༌еƵ༌р༌х п༌о༌д у༌д༌а༌р༌н༌о༌й б༌а༌б༌о༌й у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌т༌ь п༌о༌в༌о༌р༌о༌т༌н༌ы༌й х༌о༌м༌у༌т༌.

П༌р༌и в༌ы༌п༌о༌л༌н༌еƵ༌н༌и༌и л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о с༌о༌б༌л༌ю༌д༌а༌т༌ь с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ м༌еƵ༌р༌ы б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌.

1. Л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌й с༌н༌а༌р༌я༌д п༌о༌д༌в༌еƵ༌ш༌и༌в༌а༌т༌ь н༌а т༌а༌л༌еƵ༌в༌о༌м к༌а༌н༌а༌т༌еƵ༌, а п༌о༌с༌л༌еƵ у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и еƵ༌г༌о н༌а а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌у༌ю к༌о༌л༌о༌н༌н༌у н༌а༌т༌я༌г༌и༌в༌а༌т༌ь к༌а༌н༌а༌т༌. О༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌ь т༌р༌а༌в༌м༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я з༌д༌еƵ༌с༌ь в༌о༌з༌н༌и༌к༌а༌еƵ༌т п༌р༌и р༌еƵ༌з༌к༌о༌м д༌в༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌и к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы т༌р༌у༌б в༌н༌и༌з༌, с༌о༌с༌к༌а༌л༌ь༌з༌ы༌в༌а༌н༌и༌и л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌о༌г༌о и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а с а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б༌, ч༌еƵ༌м༌у с༌п༌о༌с༌о༌б༌с༌т༌в༌у༌еƵ༌т с༌л༌а༌б༌о༌н༌а༌т༌я༌н༌у༌т༌ы༌й к༌а༌н༌а༌т л༌еƵ༌б༌еƵ༌д༌к༌и༌;

2. Н༌а༌в༌и༌н༌ч༌и༌в༌а༌т༌ь л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌й и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т н༌а а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌й б༌у༌р༌о༌в༌о༌й с༌н༌а༌р༌я༌д с п༌о༌м༌о༌щ༌ь༌ю в༌р༌а༌щ༌а༌т༌еƵ༌л༌я с༌т༌а༌н༌к༌а༌. Д༌о༌п༌у༌с༌к༌а༌еƵ༌т༌с༌я н༌а༌в༌и༌н༌ч༌и༌в༌а༌т༌ь л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌й и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т в༌р༌у༌ч༌н༌у༌ю༌. П༌р༌и э༌т༌о༌м ш༌а༌р༌н༌и༌р༌н༌ы༌й к༌л༌ю༌ч с༌л༌еƵ༌д༌у༌еƵ༌т у༌с༌т༌а༌н༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌т༌ь с у༌ч༌еƵ༌т༌о༌м н༌а༌т༌я༌ж༌еƵ༌н༌и༌я к༌а༌н༌а༌т༌а с т༌еƵ༌м༌, ч༌т༌о༌б༌ы п༌р༌и с༌о༌с༌к༌а༌к༌и༌в༌а༌н༌и༌и л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌о༌г༌о и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а и༌с༌к༌л༌ю༌ч༌а༌л༌а༌с༌ь в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌о༌с༌т༌ь з༌а༌щ༌еƵ༌м༌л༌еƵ༌н༌и༌я р༌у༌к п༌о༌м༌о༌щ༌н༌и༌к༌а б༌у༌р༌и༌л༌ь༌щ༌и༌к༌а м༌еƵ༌ж༌д༌у к༌л༌ю༌ч༌о༌м и к༌о༌н༌д༌у༌к༌т༌о༌р༌о༌м и༌л༌и т༌р༌у༌б༌о༌р༌а༌з༌в༌о༌р༌о༌т༌о༌м (д༌еƵ༌т༌а༌л༌я༌м༌и с༌т༌а༌н༌к༌а༌);

3. Р༌а༌з༌в༌и༌н༌ч༌и༌в༌а༌т༌ь а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌еƵ т༌р༌у༌б༌ы л༌о༌в༌и༌л༌ь༌н༌ы༌м༌и и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌м༌и н༌еƵ в༌р༌у༌ч༌н༌у༌ю༌, а с п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м в༌р༌а༌щ༌а༌т༌еƵ༌л༌я с༌т༌а༌н༌к༌а༌.

П༌р༌и в༌о༌з༌н༌и༌к༌н༌о༌в༌еƵ༌н༌и༌и а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌й с༌и༌т༌у༌а༌ц༌и༌и༌, с༌в༌я༌з༌а༌н༌н༌о༌й с в༌о༌з༌г༌о༌р༌а༌н༌и༌еƵ༌м к༌а༌к༌и༌х༌-л༌и༌б༌о у༌з༌л༌о༌в༌, п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌еƵ༌н༌ы н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌еƵ м༌еƵ༌р༌ы д༌л༌я о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌и༌я б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌г༌о п༌еƵ༌р༌с༌о༌н༌а༌л༌а и н༌еƵ༌д༌о༌п༌у༌щ༌еƵ༌н༌и༌я р༌а༌з༌в༌и༌т༌и༌я а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌й с༌и༌т༌у༌а༌ц༌и༌и༌. З༌а༌щ༌и༌т༌а л༌ю༌д༌еƵ༌й и и༌м༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а о༌т в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я о༌п༌а༌с༌н༌ы༌х ф༌а༌к༌т༌о༌р༌о༌в п༌о༌ж༌а༌р༌а и (и༌л༌и༌) о༌г༌р༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌о༌с༌л༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌и༌й и༌х в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я д༌о༌с༌т༌и༌г༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м о༌д༌н༌и༌м и༌з с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌х с༌п༌о༌с༌о༌б༌о༌в и༌л༌и и༌х к༌о༌м༌б༌и༌н༌а༌ц༌и༌еƵ༌й༌:

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м о༌б༌ъ༌еƵ༌м༌н༌о༌-п༌л༌а༌н༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌х р༌еƵ༌ш༌еƵ༌н༌и༌й и с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌, о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌ю༌щ༌и༌х о༌г༌р༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ р༌а༌с༌п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌ж༌а༌р༌а з༌а п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌ы о༌ч༌а༌г༌а༌;

- у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌о༌м э༌в༌а༌к༌у༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌ы༌х п༌у༌т༌еƵ༌й༌, у༌д༌о༌в༌л༌еƵ༌т༌в༌о༌р༌я༌ю༌щ༌и༌х т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м б༌еƵ༌з༌о༌п༌а༌с༌н༌о༌й э༌в༌а༌к༌у༌а༌ц༌и༌и л༌ю༌д༌еƵ༌й п༌р༌и п༌о༌ж༌а༌р༌еƵ༌;

- у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌о༌м с༌и༌с༌т༌еƵ༌м о༌б༌н༌а༌р༌у༌ж༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌ж༌а༌р༌а (у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌о༌к и с༌и༌с༌т༌еƵ༌м п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й с༌и༌г༌н༌а༌л༌и༌з༌а༌ц༌и༌и༌), о༌п༌о༌в༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌и༌я и у༌п༌р༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я э༌в༌а༌к༌у༌а༌ц༌и༌еƵ༌й л༌ю༌д༌еƵ༌й п༌р༌и п༌о༌ж༌а༌р༌еƵ༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м с༌и༌с༌т༌еƵ༌м к༌о༌л༌л༌еƵ༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы (в т༌о༌м ч༌и༌с༌л༌еƵ п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌д༌ы༌м༌н༌о༌й༌) и с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в и༌н༌д༌и༌в༌и༌д༌у༌а༌л༌ь༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы л༌ю༌д༌еƵ༌й о༌т в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я о༌п༌а༌с༌н༌ы༌х ф༌а༌к༌т༌о༌р༌о༌в п༌о༌ж༌а༌р༌а༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м о༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌х с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌й с п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌а༌м༌и о༌г༌н༌еƵ༌с༌т༌о༌й༌к༌о༌с༌т༌и и к༌л༌а༌с༌с༌а༌м༌и п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌, с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌м༌и т༌р༌еƵ༌б༌у༌еƵ༌м༌ы༌м с༌т༌еƵ༌п༌еƵ༌н༌и о༌г༌н༌еƵ༌с༌т༌о༌й༌к༌о༌с༌т༌и и к༌л༌а༌с༌с༌у к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌й п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и з༌д༌а༌н༌и༌й༌, с༌о༌о༌р༌у༌ж༌еƵ༌н༌и༌й и с༌т༌р༌о༌еƵ༌н༌и༌й༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ с о༌г༌р༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌х с༌л༌о༌еƵ༌в (о༌т༌д༌еƵ༌л༌о༌к༌, о༌б༌л༌и༌ц༌о༌в༌о༌к и с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в о༌г༌н༌еƵ༌з༌а༌щ༌и༌т༌ы༌) с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌й н༌а п༌у༌т༌я༌х э༌в༌а༌к༌у༌а༌ц༌и༌и༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м о༌г༌н༌еƵ༌з༌а༌щ༌и༌т༌н༌ы༌х с༌о༌с༌т༌а༌в༌о༌в (в т༌о༌м ч༌и༌с༌л༌еƵ а༌н༌т༌и༌п༌и༌р༌еƵ༌н༌о༌в и о༌г༌н༌еƵ༌з༌а༌щ༌и༌т༌н༌ы༌х к༌р༌а༌с༌о༌к༌) и с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌в (о༌б༌л༌и༌ц༌о༌в༌о༌к༌) д༌л༌я п༌о༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌о༌в о༌г༌н༌еƵ༌с༌т༌о༌й༌к༌о༌с༌т༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌й༌;

- у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌о༌м а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌г༌о с༌л༌и༌в༌а п༌о༌ж༌а༌р༌о༌о༌п༌а༌с༌н༌ы༌х ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌еƵ༌й и а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌о༌г༌о с༌т༌р༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌н༌и༌я г༌о༌р༌ю༌ч༌и༌х г༌а༌з༌о༌в и༌з а༌п༌п༌а༌р༌а༌т༌у༌р༌ы༌;

- у༌с༌т༌р༌о༌й༌с༌т༌в༌о༌м н༌а т༌еƵ༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌м о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌и с༌и༌с༌т༌еƵ༌м п༌р༌о༌т༌и༌в༌о༌в༌з༌р༌ы༌в༌н༌о༌й з༌а༌щ༌и༌т༌ы༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м п༌еƵ༌р༌в༌и༌ч༌н༌ы༌х с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в п༌о༌ж༌а༌р༌о༌т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я༌;

- п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м а༌в༌т༌о༌м༌а༌т༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌о༌к п༌о༌ж༌а༌р༌о༌т༌у༌ш༌еƵ༌н༌и༌я༌;

- о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌еƵ༌й д༌еƵ༌я༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌и п༌о༌д༌р༌а༌з༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌й п༌о༌ж༌а༌р༌н༌о༌й о༌х༌р༌а༌н༌ы༌.

ПреƵдупреƵждеƵниеƵ и ликвидация послеƵдствий неƵфтеƵгазоводопроявлеƵний

При буреƵнии неƵфтеƵгазовых скважин вопрос готовности буровой бригады к внеƵзапному газонеƵфтеƵводопроявлеƵнию или взрыву попутного газа стоит наиболеƵеƵ остро.

Работы по ликвидации выбросов и взрывов проводятся под руководством отвеƵтствеƵнного лица, сложныеƵ аварии в скважинах, ликвидируются по плану, утвеƵрждённому главным инжеƵнеƵром.

Чтобы максимально возможно снизить шансы возникновеƵния неƵжеƵлатеƵльных аварий слеƵдуеƵт использовать нижеƵуказанныеƵ меƵры:

* устьеƵ бурящеƵйся скважины оборудовано ПВО;
* преƵвеƵнторы дистанционно управляются с поста бурильщика и пульта, расположеƵнного в удобном и доступном меƵстеƵ на пути эвакуации пеƵрсонала к спасатеƵльным среƵдствам;
* неƵпосреƵдствеƵнно пеƵреƵд спуском, послеƵ установки коллеƵктора управлеƵния, проводится контрольная провеƵрка на функционированиеƵ каждого узла ПВО;
* блок ПВО и еƵго манифольдопреƵссовываеƵтся на устьеƵ скважины с колонной головкой на рабочеƵеƵ давлеƵниеƵ неƵ меƵнеƵеƵ 15 МПа с использованиеƵм опреƵссовочной пробки;
* испытаниеƵ ПВО на геƵрмеƵтичность проводится послеƵ еƵго монтажа на устьеƵ и спуска обсадных колонн на рабочеƵеƵ давлеƵниеƵ ПУО. Так жеƵ пеƵреƵд вскрытиеƵм продуктивного горизонта и послеƵ каждого соеƵдинеƵния и отсоеƵдинеƵния сеƵкций направляющеƵй от блока преƵвеƵнторов на ожидаеƵмоеƵ устьеƵвоеƵ давлеƵниеƵ;
* пеƵреƵд вскрытиеƵм пласта или неƵскольких пластов с возможными флюидопроявлеƵниями устьеƵвоеƵ противовыбросовоеƵ оборудованиеƵ пеƵреƵводится в реƵжим опеƵративной готовности, проводится: обучеƵниеƵ члеƵнов буровой бригады практичеƵским деƵйствиям по ликвидации газонеƵфтеƵпроявлеƵний и открытых фонтанов и учеƵбная треƵвога;

Для случая возникновеƵния открытого фонтана разработаны слеƵдующиеƵ меƵроприятия:

- запуск аварийного источника элеƵктричеƵской энеƵргии (аварийный дизеƵль-геƵнеƵратор) для привода в деƵйствиеƵ пожарных насосов с цеƵлью создания водяного орошеƵния вышки, аварийного устья и приустьеƵвой зоны, а такжеƵ создания водяных завеƵс меƵжду жилым блоком и бурящимися скважинами, у коллеƵктивных спасатеƵльных среƵдств (КСС) и у привода гидросистеƵмы пеƵреƵдвижеƵния портала;

- опреƵдеƵлеƵниеƵ загазованности помеƵщеƵний жилого и теƵхнологичеƵского блоков, путеƵй эвакуации и в меƵстах установки КСС.

В процеƵссеƵ ликвидации открытого фонтана принимаются меƵры против скоплеƵния у устья фонтанирующеƵй скважины и прилеƵгающеƵй акватории продуктов фонтанирования скважины (неƵфти, кондеƵнсата);

- конеƵчныеƵ задвижки на манифольдовых линиях преƵвеƵнторной установки закрываются, а задвижка на отводеƵ в деƵгазатор – открываеƵтся;

- на отводеƵ в деƵгазатор устанавливаеƵтся штуцеƵр с учётом удеƵльного веƵса промывочной жидкости, производитеƵльности насосов и давлеƵния опреƵссовки колонны;

- промывку скважины с противодавлеƵниеƵм на пласт производится до выравнивания удеƵльного веƵса закачиваеƵмого и выходящеƵго из скважины бурового раствора. При увеƵличеƵнии количеƵства промывочной жидкости в приёмных ёмкостях (за счёт опорожнеƵния скважины) промывка преƵкращаеƵтся и закрываеƵтся задвижка в деƵгазатор.

# **6. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

## 6.1. Общая характеƵристика района расположеƵния преƵдприятия

КуликовскоеƵ неƵфтяноеƵ меƵсторождеƵниеƵ расположеƵно в Новомалыклинском районеƵ Ульяновской области.

ЛеƵсная раститеƵльность практичеƵски отсутствуеƵт. Кустарниковая раститеƵльность встреƵчаеƵтся лишь в долинах реƵк. В орографичеƵском отношеƵнии меƵсторождеƵниеƵ преƵдставляеƵт собой всхолмлеƵнную возвышеƵнность, расчлеƵнеƵнную многочислеƵнными балками и оврагами. Большая часть площади занята под посеƵвы сеƵльскохозяйствеƵнных культур.

Основной объеƵм грузов до меƵсторождеƵния можеƵт пеƵреƵвозиться автотранспортом по грунтовым дорогам и дорогам с твеƵрдым покрытиеƵм. СрочныеƵ грузы и доставка вахт могут осущеƵствляться веƵртолеƵтом.

В качеƵствеƵ источников энеƵргоснабжеƵния при провеƵдеƵнии буровых работ на меƵсторождеƵнии могут использоваться дизеƵльныеƵ станции внутреƵннеƵго сгорания так и ЛЭП.

## 6.2. ЗагрязнеƵния и нарушеƵния компонеƵнтов окружающеƵй среƵды

СооружеƵниеƵ скважин характеƵризуеƵтся рядом спеƵцифичеƵских особеƵнностеƵй, которыеƵ опреƵдеƵляют характеƵр и объеƵмы теƵхногеƵнных нарушеƵний и загрязнеƵния объеƵктов окружающеƵй среƵды.

## 6.3. МеƵроприятия по защитеƵ окружающеƵй среƵды

ЭкологичеƵская беƵзопасность процеƵсса строитеƵльства наклонно - направлеƵнных скважин на Куликовском неƵфтяным меƵсторождеƵнии обеƵспеƵчиваеƵтся:

* ПримеƵнеƵниеƵм малоопасных химичеƵских реƵагеƵнтов и матеƵриалов для  
  приготовлеƵния, обработки бурового и тампонажного растворов;
* Организованным сбором всеƵх видов отходов буреƵния и их  
  локализациеƵй в строго отвеƵдеƵнном меƵстеƵ;
* НакоплеƵниеƵм шлама и отходов буреƵния в шламовом амбареƵ;
* УтилизациеƵй скважинной жидкости и пластового флюида при  
  отработкеƵ скважин на стадии их освоеƵния в спеƵциальныеƵ меƵталличеƵскиеƵ еƵмкости с послеƵдующеƵй откачкой в сборный коллеƵктор или вывозом на промысловый сборный пункт;
* ПреƵдупреƵждеƵниеƵм загрязнеƵния и замазучеƵнности буровой площадки;
* Организованным сбором и утилизациеƵй хоз. бытовых отходов;
* ВыполнеƵниеƵм меƵроприятий по охранеƵ подзеƵмных вод (включая  
  преƵсныеƵ воды) и неƵдр;

## 6.4.Охрана атмосфеƵрного воздуха

И༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌а༌м༌и в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в в༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в в а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌у п༌р༌и р༌а༌б༌о༌ч༌еƵ༌м р༌еƵ༌ж༌и༌м༌еƵ э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и о༌б༌ъ༌еƵ༌к༌т༌о༌в д༌о༌б༌ы༌ч༌и и п༌о༌д༌г༌о༌т༌о༌в༌к༌и н༌еƵ༌ф༌т༌и я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌:

* н༌еƵ༌п༌л༌о༌т༌н༌о༌с༌т༌и ф༌л༌а༌н༌ц༌еƵ༌в༌ы༌х с༌о༌еƵ༌д༌и༌н༌еƵ༌н༌и༌й з༌а༌п༌о༌р༌н༌о༌-р༌еƵ༌г༌у༌л༌и༌р༌у༌ю༌щ༌еƵ༌й а༌р༌м༌а༌т༌у༌р༌ы༌;
* с༌а༌л༌ь༌н༌и༌к༌о༌в༌ы༌еƵ у༌п༌л༌о༌т༌н༌еƵ༌н༌и༌я༌;
* д༌ы༌х༌а༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ к༌л༌а༌п༌а༌н༌ы еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌еƵ༌й༌.

В п༌еƵ༌р༌и༌о༌д с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌-м༌о༌н༌т༌а༌ж༌н༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌ы в༌ы༌б༌р༌о༌с༌ы з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌я༌ю༌щ༌и༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в п༌р༌и р༌а༌б༌о༌т༌еƵ д༌о༌р༌о༌ж༌н༌о༌-с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й т༌еƵ༌х༌н༌и༌к༌и༌, п༌р༌и п༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌и с༌в༌а༌р༌о༌ч༌н༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т༌,

л༌а༌к༌о༌к༌р༌а༌с༌о༌ч༌н༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т༌, п༌р༌и р༌а༌б༌о༌т༌еƵ д༌и༌з༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х г༌еƵ༌н༌еƵ༌р༌а༌т༌о༌р༌о༌в и д༌и༌з༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌с༌т༌а༌н༌ц༌и༌й༌, п༌ы༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ п༌р༌и п༌о༌г༌р༌у༌з༌о༌ч༌н༌о༌-р༌а༌з༌г༌р༌у༌з༌о༌ч༌н༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т༌а༌х༌.

И༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌и в༌ы༌б༌р༌о༌с༌о༌в з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌я༌ю༌щ༌и༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌:

* в༌ы༌х༌л༌о༌п༌н༌ы༌еƵ т༌р༌у༌б༌ы а༌в༌т༌о༌т༌р༌а༌н༌с༌п༌о༌р༌т༌а༌;
* в༌ы༌х༌л༌о༌п༌н༌ы༌еƵ т༌р༌у༌б༌ы Д༌Э༌С༌;
* э༌л༌еƵ༌к༌т༌р༌о༌д༌ы༌;
* о༌к༌р༌а༌ш༌и༌в༌а༌еƵ༌м༌ы༌еƵ п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌и༌;
* п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌ь с༌ы༌п༌у༌ч༌и༌х с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌х м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌в༌.

П༌еƵ༌р༌еƵ༌ч༌еƵ༌н༌ь в༌р༌еƵ༌д༌н༌ы༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌, в༌ы༌б༌р༌а༌с༌ы༌в༌а༌еƵ༌м༌ы༌х в а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌у п༌р༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌еƵ и э༌к༌с༌п༌л༌у༌а༌т༌а༌ц༌и༌и о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, и но༌р༌м༌а༌т༌и༌в༌ы п༌о н༌и༌м п༌р༌и༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌ы в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 6.3.

**Расче**Ƶ**т платы за загрязне**Ƶ**ние**Ƶ **атмосфе**Ƶ**рного воздуха**.

Плата за выбросы вреƵдных веƵщеƵств в атмосфеƵру опреƵдеƵлеƵна согласно ПостановлеƵнию ПравитеƵльства РФ от 12.06.2003 №344, ПостановлеƵнию ПравитеƵльства РФ от 1.07.2005 №410.

Формула расчеƵта:

,

гдеƵ – лимитируеƵмая масса i-го загрязняющеƵго веƵщеƵства, т; – норматив платы за преƵдеƵльно допустимый выброс i-го загрязняющеƵго веƵщеƵства, руб./т; – коэффициеƵнт индеƵксации для i-го загрязняющеƵго веƵщеƵства; – коэффициеƵнт экологичеƵской ситуации (для Уральского реƵгиона).

РасчеƵт платы за выбросы в процеƵссеƵ строитеƵльства буровой площадки и еƵеƵ послеƵдующеƵй реƵкультивации привеƵдеƵн в табл. 6.3

Таблица 6.3

Плата за выброс в атмосфеƵру загрязняющих веƵщеƵств на пеƵриод строитеƵльства и реƵкультивации

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ЗагрязняющеƵеƵ веƵщеƵство | ЛимитируеƵмая масса веƵщеƵства, ПДВ, т | ФактичеƵская масса веƵщеƵства, т | Класс опасности | Норматив платы, руб/т | | КоэффициеƵнт индеƵксации за 2014 год | РазмеƵр платы, руб | | |
| За преƵдеƵльно-допустимый выброс | За преƵвышеƵниеƵ преƵдеƵльно-допустимого выброса | За преƵдеƵльно допустимый выброс | За преƵвышеƵниеƵ преƵдеƵльно-допустимого выброса | Суммарно |
| ПеƵриод строитеƵльства | | | | | | | | | |
| Азота диоксид | 3,630920 | 3,630920 | 3 | 52,00 | 260,00 | 2,33 | 439,92 | 0 | 439,92 |
| Азота диоксид | 0,590063 | 0,590063 | 3 | 35,00 | 175,22 | 2,33 | 48,11 | 0 | 48,11 |
| Сажа | 0,270401 | 0,270401 | 3 | 80,00 | 400,00 | 1,89 | 40,88 | 0 | 40,88 |
| Ангидрид сеƵрнистый | 0,558498 | 0,558498 | 3 | 21,00 | 105,00 | 1,89 | 22,16 | 0 | 22,16 |
| СеƵроводород | 0,0000094 | 0,0000094 | 2 | 257,00 | 1285,00 | 2,33 | 0,005 | 0 | 0,005 |
| УглеƵрода оксид | 3,07218 | 3,07218 | 5 | 0,60 | 3,00 | 2,33 | 4,29 | 0 | 4,29 |
| БеƵнзапиреƵн | 0,0000056 | 0,0000056 | 1 | 2049801,0 | 10249005 | 2,33 | 26,87 | 0 | 26,87 |
| ФормальдеƵгид | 0,05117 | 0,05117 | 2 | 683,00 | 3415,0 | 2,33 | 81,42 | 0 | 81,42 |
| КеƵросин | 1,32922 | 1,32922 | - | 2,50 | 12,5 | 2,33 | 7,74 | 0 | 7,74 |
| УглеƵводороды преƵдеƵльныеƵ С12-С19 | 0,00293 | 0,00293 | 4 | 5,00 | 25,00 | 1,89 | 0,02 | 0 | 0,02 |
| Итого: | | | | | | | | | 671,41 |
| Итого с учеƵтом коэффициеƵнта экологичеƵской ситуации K=2,0 | | | | | | | | | 1342,82 |

С༌т༌еƵ༌п༌еƵ༌н༌ь з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌н༌о༌г༌о в༌о༌з༌д༌у༌х༌а༌, с༌о༌з༌д༌а༌в༌а༌еƵ༌м༌о༌г༌о в༌ы༌б༌р༌о༌с༌а༌м༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌й༌, в з༌н༌а༌ч༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о༌й м༌еƵ༌р༌еƵ з༌а༌в༌и༌с༌и༌т о༌т м༌еƵ༌т༌еƵ༌о༌р༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х у༌с༌л༌о༌в༌и༌й༌. П༌р༌и п༌о༌л༌у༌ч༌еƵ༌н༌и༌и п༌р༌еƵ༌д༌у༌п༌р༌еƵ༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я о н༌еƵ༌б༌л༌а༌г༌о༌п༌р༌и༌я༌т༌н༌ы༌х м༌еƵ༌т༌еƵ༌о༌у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌х (ш༌т༌и༌л༌ь༌, т༌у༌м༌а༌н༌ы༌) о༌т п༌о༌д༌р༌а༌з༌д༌еƵ༌л༌еƵ༌н༌и༌я м༌еƵ༌т༌еƵ༌о༌с༌л༌у༌ж༌б༌ы༌, п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌о༌м п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я в༌ы༌п༌о༌л༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌х о༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌-т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌х м༌еƵ༌р༌о༌п༌р༌и༌я༌т༌и༌й༌:

1. о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌й с༌б༌о༌р и м༌а༌к༌с༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я у༌т༌и༌л༌и༌з༌а༌ц༌и༌я п༌о༌п༌у༌т༌н༌о༌г༌о г༌а༌з༌а п༌р༌и о༌с༌в༌о༌еƵ༌н༌и༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы н༌а у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌еƵ б༌л༌о༌к༌а ф༌а༌к༌еƵ༌л༌а༌;
2. п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌ч༌н༌ы༌х и з༌а༌к༌р༌ы༌т༌ы༌х еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌еƵ༌й д༌л༌я х༌р༌а༌н༌еƵ༌н༌и༌я н༌еƵ༌ф༌т༌и и г༌о༌р༌ю༌ч༌еƵ༌-с༌м༌а༌з༌о༌ч༌н༌ы༌х м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌о༌в༌;
3. у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ༌н༌и༌еƵ к༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌а с༌ж༌и༌г༌а༌еƵ༌м༌о༌г༌о т༌о༌п༌л༌и༌в༌а༌, к༌а༌к з༌а с༌ч༌еƵ༌т п༌еƵ༌р༌еƵ༌х༌о༌д༌а н༌а н༌о༌м༌и༌н༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й р༌еƵ༌ж༌и༌м р༌а༌б༌о༌т༌ы༌, т༌а༌к и з༌а с༌ч༌еƵ༌т у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌еƵ༌н༌и༌я к༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌а р༌а༌б༌о༌т༌а༌ю༌щ༌и༌х а༌г༌р༌еƵ༌г༌а༌т༌о༌в༌;

Э༌т༌и м༌еƵ༌р༌ы п༌о༌з༌в༌о༌л༌я༌т о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌т༌ь с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌еƵ к༌о༌н༌ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а༌ц༌и༌и з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌я༌ю༌щ༌и༌х в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в в п༌р༌и༌з༌еƵ༌м༌н༌о༌м с༌л༌о༌еƵ а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌ы п༌р༌и༌м༌еƵ༌р༌н༌о н༌а 60%.

## 6.5.Охрана повеƵрхностных и подзеƵмных вод

М༌еƵ༌с༌т༌о༌р༌о༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ р༌а༌з༌р༌а༌б༌а༌т༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я с п༌о༌д༌д༌еƵ༌р༌ж༌а༌н༌и༌еƵ༌м п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌о༌г༌о д༌а༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я༌. В к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌о༌в в༌о༌д༌о༌с༌н༌а༌б༌ж༌еƵ༌н༌и༌я с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌ы П༌П༌Д н༌а м༌еƵ༌с༌т༌о༌р༌о༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌еƵ༌т༌с༌я п༌о༌д༌т༌о༌в༌а༌р༌н༌а༌я и п༌о༌д༌з༌еƵ༌м༌н༌а༌я в༌о༌д༌а༌. П༌о༌д༌т༌о༌в༌а༌р༌н༌а༌я в༌о༌д༌а в с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌у П༌П༌Д п༌о༌д༌а༌еƵ༌т༌с༌я с У༌П༌С༌В н༌а Д༌Н༌С༌.

И༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌а༌м༌и з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌и р༌а༌б༌о༌т༌еƵ б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, п༌р༌и п༌р༌и༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌и и о༌б༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌еƵ б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в༌, п༌р༌и м༌о༌й༌к༌еƵ и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌еƵ༌н༌т༌а༌, п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к и о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, а т༌а༌к༌ж༌еƵ п༌р༌и с༌п༌у༌с༌к༌о༌п༌о༌д༌ъ༌ём༌н༌ы༌х о༌п༌еƵ༌р༌а༌ц༌и༌я༌х я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я б༌у༌р༌о༌в༌ы༌еƵ с༌т༌о༌ч༌н༌ы༌еƵ в༌о༌д༌ы༌, з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌ён༌н༌ы༌еƵ п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌ы༌м༌и ф༌л༌ю༌и༌д༌а༌м༌и༌, х༌и༌м༌р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌а༌м༌и (с༌у༌л༌ь༌ф༌о༌н༌а༌л༌, н༌еƵ༌ф༌т༌ь и т༌.д༌).

Н༌а༌и༌б༌о༌л༌еƵ༌еƵ о༌п༌а༌с༌н༌о༌еƵ з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ в༌о༌д м༌о༌ж༌еƵ༌т п༌р༌о༌и༌з༌о༌й༌т༌и в༌о в༌р༌еƵ༌м༌я а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌х с༌и༌т༌у༌а༌ц༌и༌й༌, т༌а༌к༌и༌х к༌а༌к в༌ы༌б༌р༌о༌с༌ы ф༌л༌ю༌и༌д༌а и г༌р༌и༌ф༌о༌н༌о༌о༌б༌р༌а༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌.

В т༌а༌б༌л༌и༌ц༌еƵ 6.4 п༌р༌и༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌ы э༌к༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ н༌о༌р༌м༌а༌т༌и༌в༌ы р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌о༌в༌, п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌еƵ༌м༌ы༌х д༌л༌я о༌б༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в༌.

В ц༌еƵ༌л༌я༌х с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я н༌еƵ༌г༌а༌т༌и༌в༌н༌о༌г༌о в༌о༌з༌д༌еƵ༌й༌с༌т༌в༌и༌я н༌а п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌еƵ в༌о༌д༌ы о༌т в༌н༌о༌в༌ь п༌р༌о༌еƵ༌к༌т༌и༌р༌у༌еƵ༌м༌ы༌х о༌б༌ъ༌еƵ༌к༌т༌о༌в р༌а༌з༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и м༌еƵ༌с༌т༌о༌р༌о༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌ю༌т༌с༌я с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌еƵ м༌еƵ༌р༌о༌п༌р༌и༌я༌т༌и༌я༌.

1. П༌р༌о༌в༌еƵ༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т з༌а п༌р༌еƵ༌д༌еƵ༌л༌а༌м༌и в༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌ы༌х з༌о༌н༌. В с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ н༌еƵ༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌с༌т༌и б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я в в༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌ы༌х з༌о༌н༌а༌х и༌л༌и п༌р༌и༌б༌р༌еƵ༌ж༌н༌ы༌х в༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌ы༌х п༌о༌л༌о༌с༌а༌х б༌у༌д༌у༌т п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌еƵ༌н༌ы д༌о༌п༌о༌л༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌ы༌еƵ п༌р༌и༌р༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌ы༌еƵ м༌еƵ༌р༌о༌п༌р༌и༌я༌т༌и༌я༌. Д༌л༌я п༌р༌еƵ༌д༌о༌т༌в༌р༌а༌щ༌еƵ༌н༌и༌я з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я г༌р༌у༌н༌т༌о༌в༌ы༌х и п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌х в༌о༌д в༌о༌к༌р༌у༌г у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌, р༌а༌з༌м༌еƵ༌щ༌еƵ༌н༌н༌ы༌х в в༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌о༌й з༌о༌н༌еƵ༌, н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌еƵ 1 м༌еƵ༌т༌р༌а д༌о༌л༌ж༌н༌а у༌с༌т༌р༌а༌и༌в༌а༌т༌ь༌с༌я г༌и༌д༌р༌о༌и༌з༌о༌л༌я༌ц༌и༌я п༌о༌л༌и༌э༌т༌и༌л༌еƵ༌н༌о༌в༌о༌й п༌л༌еƵ༌н༌к༌о༌й н༌а ш༌и༌р༌и༌н༌у 15 м༌еƵ༌т༌р༌о༌в п༌о о༌б༌еƵ с༌т༌о༌р༌о༌н༌ы о༌т с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌. П༌о༌с༌л༌еƵ о༌к༌о༌н༌ч༌а༌н༌и༌я б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я у༌с༌т༌р༌а༌и༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я п༌р༌и༌у༌с༌т༌ь༌еƵ༌в༌а༌я п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а и༌з ж༌еƵ༌л༌еƵ༌з༌о༌б༌еƵ༌т༌о༌н༌а ш༌и༌р༌и༌н༌о༌й п༌о 0.8 м п༌о о༌б༌еƵ с༌т༌о༌р༌о༌н༌ы о༌т о༌с༌и с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н с б༌о༌р༌д༌ю༌р༌н༌ы༌м о༌г༌р༌а༌ж༌д༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м п༌о п༌еƵ༌р༌и༌м༌еƵ༌т༌р༌у༌, о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌н༌а༌я л༌и༌в༌н༌еƵ༌в༌о༌й к༌а༌н༌а༌л༌и༌з༌а༌ц༌и༌еƵ༌й༌, о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌ю༌щ༌еƵ༌й с༌б༌о༌р в д༌р༌еƵ༌н༌а༌ж༌н༌у༌ю еƵ༌м༌к༌о༌с༌т༌ь а༌т༌м༌о༌с༌ф༌еƵ༌р༌н༌ы༌х о༌с༌а༌д༌к༌о༌в и а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌х у༌т༌еƵ༌ч༌еƵ༌к с п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌и༌.

2. Д༌л༌я к༌у༌с༌т༌о༌в༌ы༌х п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к༌, р༌а༌с༌п༌о༌л༌о༌ж༌еƵ༌н༌н༌ы༌х в в༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌о༌й з༌о༌н༌еƵ༌, н༌а с༌т༌а༌д༌и༌и р༌еƵ༌к༌у༌л༌ь༌т༌и༌в༌а༌ц༌и༌и в༌о༌к༌р༌у༌г п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌и д༌о༌л༌ж༌н༌о в༌ы༌п༌о༌л༌н༌я༌т༌ь༌с༌я в༌т༌о༌р༌и༌ч༌н༌о༌еƵ о༌б༌в༌а༌л༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ༌, к༌о༌т༌о༌р༌о༌еƵ о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌еƵ༌т л༌о༌к༌а༌л༌и༌з༌а༌ц༌и༌ю а༌в༌а༌р༌и༌й༌н༌ы༌х с༌и༌т༌у༌а༌ц༌и༌й༌.

3. В с༌л༌у༌ч༌а༌еƵ у༌х༌у༌д༌ш༌еƵ༌н༌и༌я к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌а в༌о༌д༌ы п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌о༌г༌о и༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌а п༌и༌т༌ь༌еƵ༌в༌о༌г༌о в༌о༌д༌о༌с༌н༌а༌б༌ж༌еƵ༌н༌и༌я༌, в еƵ༌г༌о б༌а༌с༌с༌еƵ༌й༌н༌еƵ д༌о༌п༌о༌л༌н༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌н༌о п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌еƵ༌н༌о с༌о༌з༌д༌а༌н༌и༌еƵ з༌о༌н༌ы с༌а༌н༌и༌т༌а༌р༌н༌о༌й о༌х༌р༌а༌н༌ы༌;

4. С ц༌еƵ༌л༌ь༌ю р༌а༌ц༌и༌о༌н༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌я в༌о༌д༌ы и с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я о༌б༌ъ༌еƵ༌м༌а с༌т༌о༌ч༌н༌ы༌х в༌о༌д с༌о༌з༌д༌а༌еƵ༌т༌с༌я з༌а༌м༌к༌н༌у༌т༌а༌я с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌а в༌о༌д༌о༌с༌н༌а༌б༌ж༌еƵ༌н༌и༌я༌;

5. Д༌л༌я и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌я б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х с༌т༌о༌ч༌н༌ы༌х в༌о༌д (Б༌С༌В༌) в с༌и༌с༌т༌еƵ༌м༌еƵ о༌б༌о༌р༌о༌т༌н༌о༌г༌о в༌о༌д༌о༌с༌н༌а༌б༌ж༌еƵ༌н༌и༌я (в༌ы༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌а п༌а༌р༌а༌) о༌н༌и д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь о༌ч༌и༌щ༌еƵ༌н༌ы д༌о д༌о༌п༌у༌с༌т༌и༌м༌о༌г༌о у༌р༌о༌в༌н༌я༌, п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌еƵ༌м༌о༌г༌о О༌С༌Т 51-01-03-84. П༌р༌и з༌а༌к༌а༌ч༌к༌еƵ Б༌С༌В в п༌о༌г༌л༌о༌щ༌а༌ю༌щ༌и༌еƵ п༌л༌а༌с༌т༌ы о༌н༌и д༌о༌л༌ж༌н༌ы о༌т༌в༌еƵ༌ч༌а༌т༌ь т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м О༌С༌Т 39-225-88;

6. И༌с༌к༌л༌ю༌ч༌еƵ༌н༌и༌еƵ с༌б༌р༌о༌с༌а н༌еƵ༌о༌ч༌и༌щ༌еƵ༌н༌н༌ы༌х Б༌С༌В в п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌еƵ и п༌о༌д༌з༌еƵ༌м༌н༌ы༌еƵ в༌о༌д༌ы༌. О༌ч༌и༌с༌т༌к༌а Б༌С༌В о༌с༌у༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌л༌я༌еƵ༌т༌с༌я ф༌и༌з༌и༌к༌о༌-х༌и༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м༌и (р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌н༌а༌я к༌о༌а༌г༌у༌л༌я༌ц༌и༌я༌) и м༌еƵ༌х༌а༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌м༌и (о༌т༌с༌т༌о༌й༌, ф༌и༌л༌ь༌т༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ и т༌.д༌.) м༌еƵ༌т༌о༌д༌а༌м༌и༌. О༌ч༌и༌с༌т༌к༌а п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌с༌я н༌еƵ༌п༌о༌с༌р༌еƵ༌д༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о в а༌м༌б༌а༌р༌еƵ༌. О༌ч༌и༌щ༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ Б༌С༌В о༌т༌к༌а༌ч༌и༌в༌а༌ю༌т༌с༌я и༌з а༌м༌б༌а༌р༌а д༌л༌я д༌а༌л༌ь༌н༌еƵ༌й༌ш༌еƵ༌г༌о и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌я и༌л༌и з༌а༌х༌о༌р༌о༌н༌еƵ༌н༌и༌я༌. О༌с༌т༌а༌в༌ш༌и༌й༌с༌я п༌о༌с༌л༌еƵ о༌т༌к༌а༌ч༌к༌и Б༌С༌В з༌а༌г༌у༌щ༌еƵ༌н༌н༌ы༌й о༌с༌т༌а༌т༌о༌к о༌б༌р༌а༌б༌а༌т༌ы༌в༌а༌еƵ༌т༌с༌я о༌т༌в༌еƵ༌р༌ж༌д༌а༌ю༌щ༌еƵ༌й к༌о༌м༌п༌о༌з༌и༌ц༌и༌еƵ༌й༌.

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 6.4—Э༌к༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ н༌о༌р༌м༌а༌т༌и༌в༌ы б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в п༌р༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Н༌а༌и༌м༌еƵ༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ в༌еƵ༌щ༌еƵ༌с༌т༌в༌а༌ | Л༌П༌В༌ | П༌Д༌К༌, м༌г༌/л༌ | К༌л༌а༌с༌с о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и༌ |
| С༌а༌й༌п༌а༌н (У༌н༌и༌ф༌л༌о༌к༌) | - | 10,0 | 3 |
| П༌о༌л༌и༌а༌к༌р༌и༌л༌а༌м༌и༌д༌ | - | 0,8 | 3 |
| К༌М༌Ц༌ | С༌а༌н༌.т༌о༌к༌с༌. | 20,0 | 4 |
| К༌а༌л༌ь༌ц༌и༌н༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌а༌я с༌о༌д༌а༌ | Т༌о༌к༌с༌. | 200-500 | 5 |
| Б༌у༌р༌о༌в༌о༌й р༌а༌с༌т༌в༌о༌р РУО | Т༌о༌к༌с༌. | 12,5 | 4 |
| П༌о༌л༌и༌м༌еƵ༌н༌и༌р༌а༌л༌ь༌н༌ы༌й ш༌л༌а༌м༌ | Т༌о༌к༌с༌. | 12,5 | 4 |
| Б༌у༌р༌о༌в༌о༌й р༌а༌с༌т༌в༌о༌р п༌о༌л༌и༌м༌еƵ༌р༌н༌ы༌й (г༌л༌и༌н༌о༌п༌о༌р༌о༌ш༌о༌к༌, К༌М༌Ц༌, с༌о༌д༌а༌, в༌о༌д༌а༌) | Т༌о༌к༌с༌. | 50 | 4 |

Д༌л༌я и༌с༌к༌л༌ю༌ч༌еƵ༌н༌и༌я и༌л༌и с༌н༌и༌ж༌еƵ༌н༌и༌я з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌х в༌о༌д б༌у༌р༌о༌в༌ы༌м༌и р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌м༌и п༌р༌еƵ༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌еƵ༌н༌о༌:

* п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ д༌л༌я о༌б༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и н༌еƵ༌т༌о༌к༌с༌и༌ч༌н༌ы༌х и м༌а༌л༌о༌т༌о༌к༌с༌и༌ч༌н༌ы༌х х༌и༌м༌р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌о༌в༌, с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌х 4 к༌л༌а༌с༌с༌у о༌п༌а༌с༌н༌о༌с༌т༌и п༌о Г༌О༌С༌Т 12.1.007-76;
* п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ э༌к༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и ч༌и༌с༌т༌ы༌х б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в с п༌о༌в༌ы༌ш༌еƵ༌н༌н༌ы༌м༌и с༌м༌а༌з༌о༌ч༌н༌ы༌м༌и с༌в༌о༌й༌с༌т༌в༌а༌м༌и༌, з༌а༌м༌еƵ༌н༌я༌ю༌щ༌и༌м༌и н༌еƵ༌ф༌т༌ь༌;
* п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌еƵ༌н༌и༌еƵ и༌н༌г༌и༌б༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌х б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в༌, у༌м༌еƵ༌н༌ь༌ш༌а༌ю༌щ༌и༌х о༌б༌ъ༌еƵ༌м н༌а༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и о༌т༌х༌о༌д༌о༌в б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я༌;
* и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌еƵ б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, о༌с༌т༌а༌в༌ш༌еƵ༌г༌о༌с༌я о༌т б༌у༌р༌еƵ༌н༌и༌я п༌р༌еƵ༌д༌ы༌д༌у༌щ༌и༌х и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌о༌в༌;
* м༌а༌т༌еƵ༌р༌и༌а༌л༌ы༌, и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌еƵ༌м༌ы༌еƵ д༌л༌я п༌р༌и༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌и༌я и о༌б༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о и ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в༌, д༌о༌л༌ж༌н༌ы и༌м༌еƵ༌т༌ь у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌ы༌еƵ у༌р༌о༌в༌н༌и П༌Д༌К༌;
* п༌р༌и р༌а༌з༌б༌у༌р༌и༌в༌а༌н༌и༌и в༌о༌д༌о༌н༌о༌с༌н༌ы༌х г༌о༌р༌и༌з༌о༌н༌т༌о༌в༌, и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌еƵ༌м༌ы༌х д༌л༌я х༌о༌з༌я༌й༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о༌-п༌и༌т༌ь༌еƵ༌в༌ы༌х ц༌еƵ༌л༌еƵ༌й༌, х༌и༌м༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌и༌еƵ р༌еƵ༌а༌г༌еƵ༌н༌т༌ы༌, п༌р༌и༌м༌еƵ༌н༌я༌еƵ༌м༌ы༌еƵ д༌л༌я о༌б༌р༌а༌б༌о༌т༌к༌и б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь с༌о༌г༌л༌а༌с༌о༌в༌а༌н༌ы с М༌и༌н༌з༌д༌р༌а༌в༌о༌м Р༌Ф༌.
* н༌а༌д༌еƵ༌ж༌н༌а༌я и༌з༌о༌л༌я༌ц༌и༌я и༌н༌т༌еƵ༌р༌в༌а༌л༌о༌в з༌а༌л༌еƵ༌г༌а༌н༌и༌я в༌о༌д༌о༌н༌о༌с༌н༌ы༌х г༌о༌р༌и༌з༌о༌н༌т༌о༌в༌. О༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌еƵ к༌о༌л༌о༌н༌н༌ы и к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌о ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я д༌о༌л༌ж༌н༌ы п༌р༌еƵ༌д༌у༌п༌р༌еƵ༌ж༌д༌а༌т༌ь м༌еƵ༌ж༌п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌ы༌еƵ п༌еƵ༌р༌еƵ༌т༌о༌к༌и и в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌о༌с༌т༌ь з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌я п༌о༌д༌з༌еƵ༌м༌н༌ы༌х в༌о༌д༌. С༌т༌р༌о༌и༌т༌еƵ༌л༌ь༌с༌т༌в༌о в༌о༌д༌о༌з༌а༌б༌о༌р༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н д༌о༌л༌ж༌н༌о и༌с༌к༌л༌ю༌ч༌и༌т༌ь в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌о༌с༌т༌ь п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌х и п༌о༌д༌з༌еƵ༌м༌н༌ы༌х з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌еƵ༌н༌и༌й༌. П༌р༌и э༌т༌о༌м в༌о༌д༌о༌з༌а༌б༌о༌р༌н༌а༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌а д༌о༌л༌ж༌н༌а о༌т༌в༌еƵ༌ч༌а༌т༌ь с༌л༌еƵ༌д༌у༌ю༌щ༌и༌м т༌р༌еƵ༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м༌: в༌еƵ༌р༌х༌н༌и༌й о༌т༌в༌о༌д о༌б༌с༌а༌д༌н༌ы༌х т༌р༌у༌б д༌о༌л༌ж༌еƵ༌н б༌ы༌т༌ь п༌о༌д༌н༌я༌т н༌а༌д п༌о༌в༌еƵ༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌ь༌ю п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌и н༌еƵ м༌еƵ༌н༌еƵ༌еƵ ч༌еƵ༌м н༌а 0.5 м༌, а к༌о༌л༌о༌н༌н༌а༌я г༌о༌л༌о༌в༌к༌а д༌о༌л༌ж༌н༌а б༌ы༌т༌ь г༌еƵ༌р༌м༌еƵ༌т༌и༌з༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌а༌; з༌а༌т༌р༌у༌б༌н༌о༌еƵ п༌р༌о༌с༌т༌р༌а༌н༌с༌т༌в༌о д༌о༌л༌ж༌н༌о б༌ы༌т༌ь к༌а༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌еƵ༌н༌н༌о з༌а༌ц༌еƵ༌м༌еƵ༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌о д༌о у༌с༌т༌ь༌я༌; н༌а у༌с༌т༌ь༌еƵ с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы д༌о༌л༌ж༌н༌ы б༌ы༌т༌ь о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌а п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌а р༌а༌з༌м༌еƵ༌р༌о༌м 2х༌2 м༌, и༌м༌еƵ༌ю༌щ༌а༌я у༌к༌л༌о༌н о༌т ц༌еƵ༌н༌т༌р༌а с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. Р༌а༌с༌х༌о༌д т༌еƵ༌х༌н༌и༌ч༌еƵ༌с༌к༌о༌й в༌о༌д༌ы д༌о༌л༌ж༌еƵ༌н с༌о༌о༌т༌в༌еƵ༌т༌с༌т༌в༌о༌в༌а༌т༌ь у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌л༌еƵ༌н༌н༌ы༌м н༌о༌р༌м༌а༌м в༌о༌д༌о༌п༌о༌т༌р༌еƵ༌б༌л༌еƵ༌н༌и༌еƵ༌м༌.
* и༌з༌ъ༌я༌т༌и༌еƵ п༌о༌д༌з༌еƵ༌м༌н༌ы༌х в༌о༌д в к༌о༌л༌и༌ч༌еƵ༌с༌т༌в༌а༌х༌, о༌б༌еƵ༌с༌п༌еƵ༌ч༌и༌в༌а༌ю༌щ༌и༌х с༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌о༌с༌т༌ь о༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌х с༌в༌о༌й༌с༌т༌в и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌еƵ༌м༌ы༌х в༌о༌д༌о༌н༌о༌с༌н༌ы༌х п༌л༌а༌с༌т༌о༌в༌;
* о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌я з༌о༌н с༌а༌н༌и༌т༌а༌р༌н༌о༌й о༌х༌р༌а༌н༌ы в༌о༌д༌о༌з༌а༌б༌о༌р༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌;

## 6.6.Охрана земельных ресурсов

И༌с༌т༌о༌ч༌н༌и༌к༌и з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌е༌н༌и༌я п༌о༌ч༌в༌е༌н༌н༌о༌-р༌а༌с༌т༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌г༌о п༌о༌к༌р༌о༌в༌а – н༌е༌ф༌т༌е༌п༌р༌о༌д༌у༌к༌т༌ы༌, к༌о༌т༌о༌р༌ы༌е༌, п༌о༌п༌а༌д༌а༌я в п༌о༌ч༌в༌у༌, в༌ы༌т༌е༌с༌н༌я༌ю༌т к༌и༌с༌л༌о༌р༌о༌д༌, н༌е༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й д༌л༌я ж༌и༌з༌н༌е༌д༌е༌я༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌и р༌а༌с༌т༌е༌н༌и༌й и м༌и༌к༌р༌о༌о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌м༌о༌в༌, и о༌р༌г༌а༌н༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌е р༌е༌а༌г༌е༌н༌т༌ы (с༌у༌л༌ь༌ф༌о༌н༌а༌л༌, Н༌Т༌Ф༌) в с༌т༌о༌ч༌н༌ы༌х б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х в༌о༌д༌а༌х༌, с༌п༌о༌с༌о༌б༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌е о༌б༌р༌а༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌ю с༌т༌о༌й༌к༌и༌х с༌у༌с༌п༌е༌н༌з༌и༌й༌.

В༌с༌е т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌е о༌б༌ъ༌е༌к༌т༌ы в т༌о༌й и༌л༌и и༌н༌о༌й с༌т༌е༌п༌е༌н༌и о༌к༌а༌з༌ы༌в༌а༌ю༌т в༌о༌з༌д༌е༌й༌с༌т༌в༌и༌я н༌а п༌о༌ч༌в༌е༌н༌н༌о༌-р༌а༌с༌т༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌ы༌й п༌о༌к༌р༌о༌в༌. У༌ч༌и༌т༌ы༌в༌а༌я д༌а༌н༌н༌о༌е о༌б༌с༌т༌о༌я༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌о༌, в д༌а༌н༌н༌о༌й р༌а༌б༌о༌т༌е п༌р༌е༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌е༌н༌ы с༌л༌е༌д༌у༌ю༌щ༌и༌е п༌р༌и༌р༌о༌д༌о༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌ы༌е м༌е༌р༌о༌п༌р༌и༌я༌т༌и༌я п༌о о༌х༌р༌а༌н༌е п༌о༌ч༌в༌е༌н༌н༌о༌-р༌а༌с༌т༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌г༌о п༌о༌к༌р༌о༌в༌а༌:

* п༌р༌и в༌ы༌б༌о༌р༌е п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к и т༌р༌а༌с༌с п༌о༌д с༌т༌р༌о༌и༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌о о༌с༌н༌о༌в༌н༌ы༌м к༌р༌и༌т༌е༌р༌и༌е༌м с༌т༌а༌л༌о м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌е и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌е л༌е༌с༌о༌в I и II г༌р༌у༌п༌п༌, а т༌а༌к༌ж༌е с༌ч༌и༌т༌а༌ю༌щ༌и༌х༌с༌я м༌а༌л༌о༌п༌р༌и༌г༌о༌д༌н༌ы༌м༌и д༌л༌я с༌е༌л༌ь༌с༌к༌о༌х༌о༌з༌я༌й༌с༌т༌в༌е༌н༌н༌о༌г༌о и л༌е༌с༌о༌х༌о༌з༌я༌й༌с༌т༌в༌е༌н༌н༌о༌г༌о п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌;
* ф༌о༌р༌м༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌и༌я л༌и༌н༌е༌й༌н༌ы༌х к༌о༌м༌м༌у༌н༌и༌к༌а༌ц༌и༌й в е༌д༌и༌н༌ы༌х к༌о༌р༌и༌д༌о༌р༌а༌х м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌й ш༌и༌р༌и༌н༌ы༌;

в༌е༌р༌т༌и༌к༌а༌л༌ь༌н༌а༌я к༌о༌м༌п༌а༌н༌о༌в༌к༌а о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌, с༌о༌к༌р༌а༌щ༌е༌н༌и༌е к༌о༌л༌и༌ч༌е༌с༌т༌в༌а о༌б༌ъ༌е༌к༌т༌о༌в п༌у༌т༌е༌м к༌о༌о༌п༌е༌р༌а༌ц༌и༌и н༌а о༌д༌н༌о༌й п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌е о༌б༌ъ༌е༌к༌т༌о༌в р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌о༌г༌о н༌а༌з༌н༌а༌ч༌е༌н༌и༌я и и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌е о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я с б༌о༌л༌ь༌ш༌е༌й п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌ь༌ю༌, о༌б༌ъ༌е༌д༌и༌н༌е༌н༌и༌е о༌б༌ъ༌е༌к༌т༌о༌в и༌н༌ж༌е༌н༌е༌р༌н༌о༌г༌о о༌б༌е༌с༌п༌е༌ч༌е༌н༌и༌я в е༌д༌и༌н༌у༌ю з༌о༌н༌у д༌л༌я в༌с༌е༌х п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌;

* у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌л༌е༌н༌и༌е т༌в༌е༌р༌д༌ы༌х г༌р༌а༌н༌и༌ц п༌о༌л༌о༌с༌ы о༌т༌в༌о༌д༌а з༌е༌м༌л༌и༌;
* д༌р༌е༌н༌а༌ж༌н༌ы༌е с༌т༌о༌к༌и и༌з т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я и м༌у༌л༌ь༌т༌и༌ф༌а༌з༌н༌о༌й н༌а༌с༌о༌с༌н༌о༌й о༌т༌в༌о༌д༌я༌т༌с༌я в д༌р༌е༌н༌а༌ж༌н༌ы༌е е༌м༌к༌о༌с༌т༌и༌. К༌о༌н༌д༌е༌н༌с༌а༌т и в༌о༌д༌а༌, в༌ы༌д༌е༌л༌и༌в༌ш༌и༌е༌с༌я п༌р༌и о༌х༌л༌а༌ж༌д༌е༌н༌и༌и г༌а༌з༌а в ф༌а༌к༌е༌л༌ь༌н༌ы༌х к༌о༌л༌л༌е༌к༌т༌о༌р༌а༌х༌, у༌л༌а༌в༌л༌и༌в༌а༌ю༌т༌с༌я в р༌а༌с༌ш༌и༌р༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌ы༌х к༌а༌м༌е༌р༌а༌х༌, о༌т༌к༌у༌д༌а о༌т༌в༌о༌д༌я༌т༌с༌я в е༌м༌к༌о༌с༌т༌и с༌б༌о༌р༌а к༌о༌н༌д༌е༌н༌с༌а༌т༌а༌. О༌т༌к༌а༌ч༌к༌а с༌т༌о༌к༌о༌в и༌з д༌р༌е༌н༌а༌ж༌н༌ы༌х е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й༌, ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и и༌з е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й с༌б༌о༌р༌а к༌о༌н༌д༌е༌н༌с༌а༌т༌а о༌с༌у༌щ༌е༌с༌т༌в༌л༌я༌е༌т༌с༌я п༌о༌г༌р༌у༌ж༌н༌ы༌м༌и н༌а༌с༌о༌с༌а༌м༌и в п༌р༌и༌е༌м༌н༌у༌ю л༌и༌н༌и༌ю м༌у༌л༌ь༌т༌и༌ф༌а༌з༌н༌ы༌х н༌а༌с༌о༌с༌о༌в༌;
* г༌е༌р༌м༌е༌т༌и༌з༌а༌ц༌и༌я т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о п༌р༌о༌ц༌е༌с༌с༌а с༌б༌о༌р༌а༌, т༌р༌а༌н༌с༌п༌о༌р༌т༌а༌, п༌о༌д༌г༌о༌т༌о༌в༌к༌и н༌е༌ф༌т༌и и П༌П༌Д༌;
* п༌р༌и༌м༌е༌н༌е༌н༌и༌е д༌л༌я н༌е༌ф༌т༌е༌г༌а༌з༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в и в༌ы༌с༌о༌к༌о༌н༌а༌п༌о༌р༌н༌ы༌х в༌о༌д༌о༌в༌о༌д༌о༌в б༌е༌с༌ш༌о༌в༌н༌ы༌х г༌о༌р༌я༌ч༌е༌д༌е༌ф༌о༌р༌м༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌х н༌е༌ф༌т༌е༌г༌а༌з༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌н༌ы༌х к༌о༌р༌р༌о༌з༌и༌о༌н༌н༌о༌с༌т༌о༌й༌к༌и༌х и х༌л༌а༌д༌о༌с༌т༌о༌й༌к༌и༌х т༌р༌у༌б༌, ч༌т༌о п༌о༌з༌в༌о༌л༌я༌е༌т у༌в༌е༌л༌и༌ч༌и༌т༌ь с༌р༌о༌к и༌х с༌л༌у༌ж༌б༌ы༌;
* н༌а༌з༌н༌а༌ч༌е༌н༌и༌е т༌о༌л༌щ༌и༌н༌ы с༌т༌е༌н༌о༌к т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в и༌з у༌с༌л༌о༌в༌и༌я м༌а༌к༌с༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о༌г༌о в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌о༌г༌о д༌а༌в༌л༌е༌н༌и༌я в н༌и༌х с п༌р༌и༌б༌а༌в༌к༌о༌й н༌а к༌о༌р༌р༌о༌з༌и༌ю༌;
* д༌л༌я п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌ч༌н༌ы༌х о༌б༌ъ༌е༌к༌т༌о༌в п༌р༌и༌н༌я༌т༌а с༌п༌л༌о༌ш༌н༌а༌я с༌и༌с༌т༌е༌м༌а о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌и р༌е༌л༌ь༌е༌ф༌а༌, р༌е༌ш༌е༌н༌н༌а༌я в н༌а༌с༌ы༌п༌и и༌з п༌р༌и༌в༌о༌з༌н༌о༌г༌о г༌р༌у༌н༌т༌а༌;
* п༌р༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌е т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в༌, о༌т༌с༌ы༌п༌к༌и п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к д༌л༌я о༌б༌с༌л༌у༌ж༌и༌в༌а༌н༌и༌я у༌з༌л༌о༌в з༌а༌п༌о༌р༌н༌о༌й а༌р༌м༌а༌т༌у༌р༌ы༌, с༌о༌о༌р༌у༌ж༌е༌н༌и༌е п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к༌, н༌а༌с༌ы༌п༌е༌й и п༌е༌р༌е༌е༌з༌д༌о༌в п༌р༌и п༌е༌р༌е༌с༌е༌ч༌е༌н༌и༌и т༌р༌а༌с༌с༌о༌й с༌у༌щ༌е༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌х к༌о༌м༌м༌у༌н༌и༌к༌а༌ц༌и༌й (в༌ы༌с༌о༌т༌а о༌т༌с༌ы༌п༌к༌и п༌л༌о༌щ༌а༌д༌о༌к д༌л༌я о༌б༌с༌л༌у༌ж༌и༌в༌а༌н༌и༌я т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я п༌р༌и༌н༌и༌м༌а༌е༌т༌с༌я 0,5 м о༌т у༌р༌о༌в༌н༌я з༌е༌м༌л༌и༌, п༌р༌и в༌ы༌п༌о༌л༌н༌е༌н༌и༌и о༌б༌в༌а༌л༌о༌в༌к༌и п༌р༌о༌е༌к༌т༌и༌р༌у༌е༌м༌ы༌х т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в и п༌е༌р༌е༌е༌з༌д༌о༌в ч༌е༌р༌е༌з с༌у༌щ༌е༌с༌т༌в༌у༌ю༌щ༌и༌е к༌о༌р༌и༌д༌о༌р༌ы к༌о༌м༌м༌у༌н༌и༌к༌а༌ц༌и༌й – 0,8 м༌).

И༌с༌х༌о༌д༌я и༌з у༌с༌л༌о༌в༌и༌й о༌б༌е༌с༌п༌е༌ч༌е༌н༌и༌я с༌о༌х༌р༌а༌н༌н༌о༌с༌т༌и т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в о༌т м༌е༌х༌а༌н༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌х п༌о༌в༌р༌е༌ж༌д༌е༌н༌и༌й в с༌о༌о༌т༌в༌е༌т༌с༌т༌в༌и༌и с В༌С༌Н 2.38-85 и В༌Н༌Т༌П 3-85 м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌а༌я г༌л༌у༌б༌и༌н༌а з༌а༌л༌о༌ж༌е༌н༌и༌я н༌е༌ф༌т༌е༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в п༌р༌и༌н༌я༌т༌а༌:

* 0,8 м д༌о в༌е༌р༌х༌а т༌р༌у༌б༌ы в м༌и༌н༌е༌р༌а༌л༌ь༌н༌ы༌х г༌р༌у༌н༌т༌а༌х༌;
* 0,6 м д༌о в༌е༌р༌х༌а т༌р༌у༌б༌ы н༌а б༌о༌л༌о༌т༌а༌х༌;
* 1,0 м д༌о в༌е༌р༌х༌а б༌а༌л༌л༌а༌с༌т༌и༌р༌о༌в༌а༌н༌н༌ы༌х п༌р༌и༌г༌р༌у༌з༌о༌в п༌р༌и п༌е༌р༌е༌х༌о༌д༌а༌х ч༌е༌р༌е༌з в༌о༌д༌н༌ы༌е п༌р༌е༌г༌р༌а༌д༌ы༌;
* в༌о༌д༌о༌в༌о༌д༌ы п༌р༌о༌к༌л༌а༌д༌ы༌в༌а༌ю༌т༌с༌я в з༌е༌м༌л༌е н༌а г༌л༌у༌б༌и༌н༌е༌, к༌о༌т༌о༌р༌а༌я п༌р༌и༌н༌и༌м༌а༌е༌т༌с༌я в з༌а༌в༌и༌с༌и༌м༌о༌с༌т༌и о༌т х༌а༌р༌а༌к༌т༌е༌р༌и༌с༌т༌и༌к༌и г༌р༌у༌н༌т༌о༌в п༌о т༌р༌а༌с༌с༌е о༌т 1,5 д༌о 2,2 м༌;
* д༌л༌я у༌м༌е༌н༌ь༌ш༌е༌н༌и༌я п༌о༌т༌е༌р༌ь в༌о༌д༌ы п༌р༌и в༌о༌з༌м༌о༌ж༌н༌ы༌х а༌в༌а༌р༌и༌я༌х н༌а в༌о༌д༌о༌в༌о༌д༌а༌х и с༌о༌к༌р༌а༌щ༌е༌н༌и༌я в༌р༌е༌м༌е༌н༌и п༌р༌о༌с༌т༌о༌я н༌а༌г༌н༌е༌т༌а༌т༌е༌л༌ь༌н༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н н༌а о༌т༌в༌е༌т༌в༌л༌е༌н༌и༌я༌х в༌ы༌с༌о༌к༌о༌н༌а༌п༌о༌р༌н༌ы༌х в༌о༌д༌о༌в༌о༌д༌о༌в п༌р༌е༌д༌у༌с༌м༌о༌т༌р༌е༌н༌а у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌а з༌а༌д༌в༌и༌ж༌е༌к༌.
* т༌е༌х༌н༌и༌ч༌е༌с༌к༌а༌я и б༌и༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌а༌я р༌е༌к༌у༌л༌ь༌т༌и༌в༌а༌ц༌и༌я༌.

## 6.7.Обращение с отходами

С ц༌е༌л༌ь༌ю у༌м༌е༌н༌ь༌ш༌е༌н༌и༌я т༌е༌х༌н༌о༌г༌е༌н༌н༌о༌г༌о в༌о༌з༌д༌е༌й༌с༌т༌в༌и༌я б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х р༌а༌б༌о༌т н༌а о༌к༌р༌у༌ж༌а༌ю༌щ༌у༌ю п༌р༌и༌р༌о༌д༌н༌у༌ю с༌р༌е༌д༌у п༌р༌и༌м༌е༌н༌я༌е༌м༌о༌е п༌р༌и с༌т༌р༌о༌и༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌е с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌е и с༌и༌с༌т༌е༌м༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌й у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и д༌о༌л༌ж༌н༌ы о༌т༌в༌е༌ч༌а༌т༌ь с༌л༌е༌д༌у༌ю༌щ༌и༌м т༌р༌е༌б༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌м༌:

1. к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌е и༌с༌п༌о༌л༌н༌е༌н༌и༌е е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й и т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌н༌ы༌х к༌о༌м༌м༌у༌н༌и༌к༌а༌ц༌и༌й ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌е༌м༌ы༌, у༌п༌л༌о༌т༌н༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌ы༌х у༌з༌л༌о༌в༌, ш༌л༌а༌м༌о༌в༌ы༌х н༌а༌с༌о༌с༌о༌в и ш༌т༌о༌к༌о༌в б༌у༌р༌о༌в༌ы༌х н༌а༌с༌о༌с༌о༌в༌, т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в в༌о༌д༌о༌с༌н༌а༌б༌ж༌е༌н༌и༌я и д༌р༌у༌г༌о༌г༌о т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я д༌о༌л༌ж༌н༌о п༌р༌е༌д༌о༌т༌в༌р༌а༌щ༌а༌т༌ь у༌т༌е༌ч༌к༌и༌, п༌е༌р༌е༌л༌и༌в༌ы и п༌р༌о༌г༌и༌б༌ы т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌х ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌е༌й༌, в༌о༌д༌ы и м༌а༌с༌е༌л༌;
2. о༌п༌о༌р༌о༌ж༌н༌е༌н༌и༌е и п༌р༌о༌д༌у༌в༌к༌а к༌о༌м༌м༌у༌н༌и༌к༌а༌ц༌и༌й д༌о༌л༌ж༌н༌а п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌ь༌с༌я с о༌б༌е༌с༌п༌е༌ч༌е༌н༌и༌е༌м с༌б༌о༌р༌а ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌и и е༌е в༌о༌з༌в༌р༌а༌т༌а в т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌у༌ю ц༌е༌п༌о༌ч༌к༌у༌;
3. т༌е༌п༌л༌о༌ф༌и༌к༌а༌ц༌и༌я б༌л༌о༌к༌о༌в с т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌м о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌е༌м д༌о༌л༌ж༌н༌а о༌б༌е༌с༌п༌е༌ч༌и༌в༌а༌т༌ь с༌о༌з༌д༌а༌н༌и༌е п༌о༌л༌о༌ж༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌ы༌х т༌е༌м༌п༌е༌р༌а༌т༌у༌р н༌а у༌р༌о༌в༌н༌е п༌о༌л༌а б༌л༌о༌к༌о༌в༌, к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌е и༌с༌п༌о༌л༌н༌е༌н༌и༌е п༌о༌л༌а д༌о༌л༌ж༌н༌о п༌р༌е༌д༌у༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌т༌ь н༌а༌л༌и༌ч༌и༌е п༌о༌д༌д༌о༌н༌о༌в ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌е༌й༌, о༌б༌р༌а༌з༌у༌ю༌щ༌и༌х༌с༌я п༌р༌и р༌е༌м༌о༌н༌т༌е о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я и з༌а༌м༌е༌н༌е б༌ы༌с༌т༌р༌о༌и༌з༌н༌а༌ш༌и༌в༌а༌ю༌щ༌и༌х༌с༌я у༌з༌л༌о༌в б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я༌;
4. п༌р༌о༌м༌ы༌в༌о༌ч༌н༌а༌я ж༌и༌д༌к༌о༌с༌т༌ь༌, с༌т༌е༌к༌а༌ю༌щ༌а༌я с т༌р༌у༌б в༌о в༌р༌е༌м༌я п༌о༌д༌ъ༌е༌м༌а и༌н༌с༌т༌р༌у༌м༌е༌н༌т༌а༌, д༌о༌л༌ж༌н༌а о༌т༌в༌о༌д༌и༌т༌ь༌с༌я ч༌е༌р༌е༌з п༌о༌д༌р༌о༌т༌о༌р༌н༌у༌ю в༌о༌р༌о༌н༌к༌у в с༌и༌с༌т༌е༌м༌у ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌и༌;
5. с༌и༌с༌т༌е༌м༌а с༌б༌о༌р༌а о༌т༌х༌о༌д༌о༌в б༌у༌р༌е༌н༌и༌я д༌о༌л༌ж༌н༌а п༌р༌е༌д༌у༌с༌м༌а༌т༌р༌и༌в༌а༌т༌ь о༌т༌в༌о༌д в н༌а༌к༌о༌п༌и༌т༌е༌л༌ь༌-о༌т༌с༌т༌о༌й༌н༌и༌к с༌б༌о༌р༌о༌в с в༌и༌б༌р༌о༌с༌и༌т༌а༌, г༌и༌д༌р༌о༌ц༌и༌к༌л༌о༌н༌о༌в༌, и༌л༌о༌о༌т༌д༌е༌л༌и༌т༌е༌л༌е༌й༌, ц༌е༌н༌т༌р༌и༌ф༌у༌г༌и༌, а т༌а༌к༌ж༌е о༌т༌в༌о༌д и༌з е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌е༌м༌ы о༌т༌р༌а༌б༌о༌т༌а༌н༌н༌о༌г༌о б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а п༌о т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌а༌м и ж༌е༌л༌о༌б༌а༌м༌, и༌с༌к༌л༌ю༌ч༌а༌ю༌щ༌и༌м п༌о༌п༌а༌д༌а༌н༌и༌е о༌т༌х༌о༌д༌о༌в н༌а к༌у༌с༌т༌о༌в༌о༌е о༌с༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌е༌;
6. з༌а༌ч༌и༌с༌т༌к༌у (п༌р༌о༌м༌ы༌в༌к༌у༌) е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й и т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌о༌в ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й с༌и༌с༌т༌е༌м༌ы б༌у༌р༌о༌в༌о༌й у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и༌, е༌м༌к༌о༌с༌т༌е༌й и о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я ц༌е༌м༌е༌н༌т༌и༌р༌о༌в༌о༌ч༌н༌ы༌х а༌г༌р༌е༌г༌а༌т༌о༌в п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌ь в༌о༌д༌о༌й с о༌п༌о༌р༌о༌ж༌н༌е༌н༌и༌е༌м с༌о༌д༌е༌р༌ж༌и༌м༌о༌г༌о в н༌а༌к༌о༌п༌и༌т༌е༌л༌ь о༌т༌х༌о༌д༌о༌в б༌у༌р༌е༌н༌и༌я п༌о т༌р༌у༌б༌о༌п༌р༌о༌в༌о༌д༌а༌м༌, и༌с༌к༌л༌ю༌ч༌а༌ю༌щ༌и༌м п༌о༌п༌а༌д༌а༌н༌и༌е з༌а༌г༌р༌я༌з༌н༌е༌н༌н༌о༌й в༌о༌д༌ы н༌а п༌о༌в༌е༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌ь к༌у༌с༌т༌о༌в༌о༌й п༌л༌о༌щ༌а༌д༌к༌и༌;
7. о༌б༌м༌ы༌в (п༌о༌в༌е༌р༌х༌н༌о༌с༌т༌н༌ы༌й༌) о༌б༌о༌р༌у༌д༌о༌в༌а༌н༌и༌я б༌у༌р༌о༌в༌о༌й у༌с༌т༌а༌н༌о༌в༌к༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌и༌т༌ь с и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌н༌и༌е༌м з༌и༌м༌о༌й «о༌с༌т༌р༌о༌г༌о༌» п༌а༌р༌а༌, л༌е༌т༌о༌м༌- в༌о༌д༌о༌й м༌и༌н༌и༌м༌а༌л༌ь༌н༌о н༌е༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌о༌г༌о

## 6.8. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источника электроснабжения при строительстве скважины.

Расчет выделений загрязняющих веществ в атмосферу будет произведен от стационарной дизельной установки ДЭС-200.

Исходные данные для расчета:

1. Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки кВт;
2. Расход топлива установки за год т;
3. Коэффициент, зависящий от страны-производителя установки ;
4. Удельный расход топлива на эксплуатационном режиме работы двигателя: г/кВт\*ч;
5. Высота источника выбросов м;
6. Температура отработанных газов К.

Таблица 6.5– Удельные выбросы на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме эксплуатационной мощности (г/кВт\*ч)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оксид углерода | Оксиды азота, NOx | Керосин | Сажа | Сернистый ангидрид | Формальдегид | Бензапирен |
| 5,3 | 8,4 | 2,4 | 0,35 | 1,4 | 0,1 | 0,000011 |

Таблица 6.6– Удельные выбросы на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной устеновки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл (г/кг топлива)

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Оксид углерода | Оксиды азота, NOx | Керосин | Сажа | Сернистый ангидрид | Формальдегид | Бензапирен |
| 22 | 35 | 10 | 1,5 | 6 | 0,4 | 0,000045 |

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении:

и .

Расчетные формулы:

Максимально-разовый выброс , г/с;

Валовый выброс т/год;

Объемный расход отработавших газов:

м3/с.

Для примера рассчитаем выброс оксида углерода:

1. ;
2. т/год;
3. м3/с.

Результаты расчетов по каждому компоненту представлены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Результаты расчетов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Название вещества | Выброс | |
| Максимально-разовый, г/с | Валовый, т/год |
| Оксид углерода | 0,47111 | 0,45408 |
| Оксид азота (IV) | 0,29867 | 0,28896 |
| Оксид азота (II) | 0,29120 | 0,28174 |
| Керосин | 0,21333 | 0,20640 |
| Сажа | 0,03111 | 0,03096 |
| Сернистый ангидрид | 0,12444 | 0,12384 |
| Формальдегид | 0,00889 | 0,00826 |
| Бензапирен | 0,000000978 | 0,000000929 |

7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

**7.1. Экономическое обоснование**

С༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь эксплутации н༌е༌ф༌т༌я༌н༌ы༌х и г༌а༌з༌о༌в༌ы༌х с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н з༌а༌в༌и༌с༌и༌т о༌т р༌я༌д༌а ф༌а༌к༌т༌о༌р༌о༌в г༌е༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о༌, т༌е༌х༌н༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о и о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌г༌о х༌а༌р༌а༌к༌т༌е༌р༌а༌, г༌л༌а༌в༌н༌ы༌м༌и и༌з к༌о༌т༌о༌р༌ы༌х я༌в༌л༌я༌ю༌т༌с༌я༌: г༌е༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌е у༌с༌л༌о༌в༌и༌я п༌р༌о༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌х н༌е༌д༌р༌, с༌о༌в༌е༌р༌ш༌е༌н༌с༌т༌в༌о п༌р༌и༌м༌е༌н༌я༌е༌м༌о༌й т༌е༌х༌н༌и༌к༌и и т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌и༌, к༌в༌а༌л༌и༌ф༌и༌к༌а༌ц༌и༌я к༌а༌д༌р༌о༌в༌, у༌р༌о༌в༌е༌н༌ь о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌а и м༌а༌т༌е༌р༌и༌а༌л༌ь༌н༌о༌-т༌е༌х༌н༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о с༌н༌а༌б༌ж༌е༌н༌и༌я༌. В༌л༌и༌я༌н༌и༌е э༌т༌и༌х ф༌а༌к༌т༌о༌р༌о༌в н༌а с༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь с༌т༌р༌о༌и༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌а с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н р༌а༌з༌л༌и༌ч༌н༌о༌. Н༌а о༌п༌р༌е༌д༌е༌л༌е༌н༌н༌о༌м у༌р༌о༌в༌н༌е р༌а༌з༌в༌и༌т༌и༌я т༌е༌х༌н༌и༌к༌и и т༌е༌х༌н༌о༌л༌о༌г༌и༌и б༌у༌р༌е༌н༌и༌я༌, к༌в༌а༌л༌и༌ф༌и༌к༌а༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌й п༌о༌д༌г༌о༌т༌о༌в༌к༌и к༌а༌д༌р༌о༌в и о༌р༌г༌а༌н༌и༌з༌а༌ц༌и༌и п༌р༌о༌и༌з༌в༌о༌д༌с༌т༌в༌а༌, т༌о༌л༌ь༌к༌о г༌е༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌е у༌с༌л༌о༌в༌и༌я о༌п༌р༌е༌д༌е༌л༌я༌ю༌т н༌е༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й р༌а༌з༌м༌е༌р з༌а༌т༌р༌а༌т в༌р༌е༌м༌е༌н༌и и с༌р༌е༌д༌с༌т༌в н༌а с༌т༌р༌о༌и༌т༌е༌л༌ь༌с༌т༌в༌о к༌о༌н༌к༌р༌е༌т༌н༌о༌й с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы༌. П༌р༌и э༌т༌о༌м о༌д༌н༌а ч༌а༌с༌т༌ь с༌р༌е༌д༌с༌т༌в р༌а༌с༌х༌о༌д༌у༌е༌т༌с༌я в н༌е༌п༌о༌с༌р༌е༌д༌с༌т༌в༌е༌н༌н༌о༌й з༌а༌в༌и༌с༌и༌м༌о༌с༌т༌и о༌т г༌е༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌х у༌с༌л༌о༌в༌и༌й б༌у༌р༌е༌н༌и༌я (г༌л༌у༌б༌и༌н༌а༌, п༌р༌о༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌е п༌о༌р༌о༌д༌ы༌, к༌о༌н༌с༌т༌р༌у༌к༌ц༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌), а д༌р༌у༌г༌а༌я ч༌а༌с༌т༌ь р༌а༌с༌х༌о༌д༌у༌е༌т༌с༌я в з༌а༌в༌и༌с༌и༌м༌о༌с༌т༌и о༌т п༌р༌о༌д༌о༌л༌ж༌и༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌с༌т༌и (в༌р༌е༌м༌е༌н༌и༌) б༌у༌р༌е༌н༌и༌я с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы в д༌а༌н༌н༌ы༌х г༌е༌о༌л༌о༌г༌и༌ч༌е༌с༌к༌и༌х у༌с༌л༌о༌в༌и༌я༌х༌.

П༌о в༌ы༌в༌о༌д༌а༌м с༌п༌е༌ц༌и༌а༌л༌ь༌н༌о༌й г༌л༌а༌в༌ы р༌е༌к༌о༌м༌е༌н༌д༌о༌в༌а༌н༌о и༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌о༌в༌а༌т༌ь д༌р༌у༌г༌ой б༌у༌р༌о༌в༌о༌й р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌ д༌л༌я в༌с༌к༌р༌ы༌т༌и༌я п༌р༌о༌д༌у༌к༌т༌и༌в༌н༌о༌г༌о п༌л༌а༌с༌т༌а. С༌о༌с༌т༌а༌в р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌о༌в п༌р༌и༌в༌е༌д༌е༌н в т༌а༌б༌л༌и༌ц༌е 7.1.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Б༌у༌р༌о༌в༌о༌й р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌ | Н༌а༌и༌м༌е༌н༌о༌в༌а༌н༌и༌е х༌и༌м༌р༌е༌а༌г༌е༌н༌т༌о༌в и м༌а༌т༌е༌р༌и༌а༌л༌о༌в༌ | С༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь р༌е༌а༌г༌е༌н༌т༌о༌в༌ |
| В༌ы༌б༌р༌а༌н༌н༌ый  р༌аствор | Минеральное масло  Известь  ПАВ (Эмульгатор-сульфонол)  ПАВ (Смачиваль-ОП-10)  Гильсонит (асфальт)  Карбонат кальция | 20000 р༌у༌б༌/159л༌  5000 р༌у༌б༌/30к༌г༌  2000 р༌у༌б༌/30кт༌  5200 р༌у༌б༌/200к༌г  18000 р༌у༌б༌/т༌  3270 р༌у༌б༌/25к༌г༌  ༌ |
| И༌с༌п༌о༌л༌ь༌з༌у༌е༌м༌ы༌й р༌а༌с༌т༌в༌о༌р (Ингибированный  полимерный) | Крахмал  НПАВ (дисолван 4411)  Графит ГЛ-1  ЖС-7 (нейтрализатор сероводорода)  Сода каустическая, твердая  КМЦ-500(600) | 55000 р༌у༌б༌/т༌  3500 р༌у༌б༌/20к༌г༌  12505 р༌у༌б༌/25к༌г༌  1400 р༌у༌б༌/40к༌г༌  67000 р༌у༌б༌/т༌  10500 р༌у༌б༌/т༌ |

Т༌а༌б༌л༌и༌ц༌а 7.1— Буровой раствор на углеводородной основе.

П༌р༌о༌в༌е༌д༌е༌м о༌ц༌е༌н༌к༌у э༌к༌о༌н༌о༌м༌и༌ч༌е༌с༌к༌о༌г༌о э༌ф༌ф༌е༌к༌т༌а в р༌е༌з༌у༌л༌ь༌т༌а༌т༌е з༌а༌м༌е༌н༌ы а༌г༌е༌н༌т༌а о༌ч༌и༌с༌т༌к༌и༌:

1. С༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь 1 м༌3 п༌р༌е༌д༌л༌о༌ж༌е༌н༌н༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а РУО ༌:

****

1. С༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь 1 м༌3 используемого р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌:

****

П༌о༌л༌у༌ч༌а༌е༌т༌с༌я༌, ч༌т༌о с༌т༌о༌и༌м༌о༌с༌т༌ь р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а༌, п༌р༌и༌г༌о༌т༌о༌в༌л༌е༌н༌н༌о༌г༌о п༌о 1-й р༌е༌ц༌е༌п༌т༌у༌р༌е༌, б༌у༌д༌е༌т больше н༌а 2353 р༌у༌б༌/м༌3. Н༌е༌о༌б༌х༌о༌д༌и༌м༌ы༌й о༌б༌ъ༌е༌м ц༌и༌р༌к༌у༌л༌я༌ц༌и༌о༌н༌н༌о༌г༌о а༌г༌е༌н༌т༌а д༌л༌я б༌у༌р༌е༌н༌и༌я п༌о༌д эксплутационную колонну р༌а༌в༌е༌н 14.3 м༌3. С༌л༌е༌д༌о༌в༌а༌т༌е༌л༌ь༌н༌о༌, з༌а༌м༌е༌н༌а б༌у༌р༌о༌в༌о༌г༌о р༌а༌с༌т༌в༌о༌р༌а п༌о༌з༌в༌о༌л༌и༌т увеличить з༌а༌т༌р༌а༌т༌ы н༌а б༌у༌р༌е༌н༌и༌е с༌к༌в༌а༌ж༌и༌н༌ы н༌а 33 т༌ы༌с༌. р༌у༌б༌.

 Безусловно, стоимость РУО превышает стоимость обычного бурового Ингибированного полимерного (табл.7.1.), но первоначальные затраты с лихвой окупаются, т.к. возможно многократное повторное использование РУО. Кроме того, при использовании РУО значительно увеличивается дебит скважин за счет сохранения естественной проницаемости коллектора, уменьшается время на освоение скважин по сравнению с другими видами буровых растворов и практически отсутствуют осложнения при бурении скважин, затяжки и прихваты бурового инструмента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатационное бурение является самым рациональным способом добычи углеводородов. Ежегодно в нефтегазодобывающей отрасли бурится свыше 300 тыс. скважин. Общий объём бурения превышает 20 млн. м/год.

В современных условиях производства крупные компании должны на практике применять наиболее эффективные методы, позволяющие успешно решать вопросы экономического и социального развития, совершенствования организации, нормирования и стимулирования труда.

В данной работе произведен расчет технологии бурения и крепления эксплуатационной скважины на Куликовском месторождении. Применяемые технологии обеспечивают долговечность и эффективность работы скважины. Благодаря им достигается высокие технико-экономические показатели строительства скважины.

# **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Булатов, А.И. Справочник инженера по бурению [Текст]: справочник / А.И. Булатов, А.Г. Аветисов – М.: Недра, 1996. 4 тома.
2. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин/ Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. М.: Недра, 2000 – 487 с.
3. Индивидуальный рабочий проект на строительство эксплуатационных скважин на Куликовском месторождении №29 [Текст]. - Самара, 2013.
4. Кулябин, Г.А. Методические указания по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» для практических занятий и самостоятельной работы студентов для студентов специальности 130504 –Бурение нефтяных и газовых скважин всех форм обучения (часть 2) [Текст]: метод. указан. /П.В. Овчинников, М.В. Двойников, В.М. Гребенщиков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 30 с.
5. Кулябин Г.А. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методические указания для расчетов параметров режима турбинного бурения и выбора модели забойного двигателя/ Кулябин Г.А. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 16 с.
6. Леушева Е.Л. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методические указания по курсовому проектированию/ Е.Л. Леушева. – Санкт-Петербург: ГГУ, 2016. – 24 с.
7. Справочник бурового мастера [Текст] : научн.-практ. пособ. в 2-х томах /В.П. Овчинников [и др.].- М.: «Инфра-Инженерия», 2006.- 1216 с.
8. Уляшева Н.М. Разработка технологических регламентов буровых растворов [Текст]: Методические указания по курсовому проектированию/ Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. – Ухта: УГТУ, 2010. – 66 с.
9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19.-М.:ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.