

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»

от «04» сентября 2019 г. № 128

Введены в действие «04» сентября 2019 г.

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

с «30» сентября 2019 г.

Приказом ООО «Славнефть-

Красноярскнефтегаз»

от «30» сентября 2019 г. № 1412

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ**

---

**РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ (В  
ЧАСТИ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДОЙ И ЖИДКОЙ  
ФАЗ)**

**№ ПЗ-05 М-0180**

**ВЕРСИЯ 1 ИЗМ. 2**

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
НАЗНАЧЕНИЕ .....	3
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ .....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ .....	4
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	5
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	7
3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ .....	8
3.1. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БУРОВОГО ШЛАМА .....	8
3.2. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ОТРАБОТАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА .....	10
3.3. РАСЧЁТ ОБЪЁМА РАЗБАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА .....	12
3.4. РАСЧЕТ ОБЪЁМА БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД .....	18
3.5. РАЗДЕЛЕНИЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ НА ТВЕРДУЮ И ЖИДКУЮ ФАЗЫ .....	20
4. ССЫЛКИ .....	22
5. БИБЛИОГРАФИЯ .....	23
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	24

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

© © ПАО «НК «Роснефть», 2019

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Методические указания устанавливают методы расчета объемов образования отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод), в части образования твердой и жидкой фаз:

- при разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании в части расчета объема образования отходов бурения при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании;
- при фактическом учете объема образования отходов бурения в процессе строительства и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Компании. При фактическом учете необходимо руководствоваться инструментальным способом определения объема образования отходов бурения в соответствии с требованиями законодательства Приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.12.2020 №1028 «Об утверждении порядка учета в области обращения с отходами бурения»;
- при разработке разрешительной и отчетной документация в области охраны окружающей среды и экологической безопасности в части расчета объема образования отходов бурения при строительстве и реконструкции скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях.

Настоящие Методические указания разработаны в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федерального закона от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления»;
- РД 39-3-819-91;
- РД 39-133-94;
- РД 51-1-96;
- Стандарта Компании № ПЗ-05 С-0084 «Управление отходами»;

Настоящие Методические указания не учитывают объем отходов бурения, образующихся после проведения дополнительных технологических операций, связанных с ликвидацией осложнений и аварий. В случае проведения таких операций, связанных с ликвидацией осложнений и аварий, объемы отходов бурения рассчитывают в оперативном режиме и учитывают в оперативной отчетности.

Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче, нефтегазовом и корпоративном сервисе ПАО «НК «Роснефть», Департамент бурения ПАО «НК «Роснефть» осуществляют контроль применения требований настоящих Методических указаний для определения объема образования отходов бурения на стадии заключений договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги (выполняющими работы) по разработке проектной документации на строительство и

реконструкцию скважин, а также услуги (работы) по бурению и сопровождению бурения скважин, и иных услуг (работ).

Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче, нефтегазовом и корпоративном сервисе ПАО «НК «Роснефть» и Департамент бурения ПАО «НК «Роснефть» участвуют в процессах по разработке технологий и схем по обращению с отходами бурения.

## **ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ**

Настоящие Методические указания обязательны для исполнения работниками:

- Департамента промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче, нефтегазовом и корпоративном сервисе ПАО «НК «Роснефть»;
- Департамента бурения ПАО «НК «Роснефть»;
- иных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть»;
- Подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, зарегистрированных в Российской Федерации, осуществляющих деятельность по поиску и разведке, добыче нефти и газа, оказывающих сервисные услуги по ремонту, монтажу технологического оборудования и строительству скважин, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Методических указаний.

Периметр внедрения настоящих Методических указаний утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при заключении договоров с подрядными организациями, оказывающими услуги (выполняющими работы) по разработке проектной документации на строительство и реконструкцию скважин, а также услуги (работы) по бурению, сопровождению бурения скважин, и иных услуг (работ), при выполнении которых возникает необходимость определения объема образования отходов бурения, обязаны включать в условия договора пункт о неукоснительном выполнении указанными подрядными организациями требований, установленных настоящими Методическими указаниями.

## **ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ**

Настоящие Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

# 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

## ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

В настоящих Методических указаниях используются термины Корпоративного глоссария: *Бурение скважины, Буровая сточная вода, Буровой илам, Общество Группы (ОГ), Отработанный буровой раствор.*

## ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ

В настоящих Методических указаниях используются термины из внешних документов: *Идентификация отходов [ГОСТ 30772-2001], Проектная документация [ГОСТ 21.001-2013].*

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

**АГРЕГАТИВНАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СУСПЕНЗИИ** – способность сохранять неизменную во времени степень дисперсности, т.е. размеры частиц и их индивидуальность.

**БЛОК ХИМИЧЕСКОГО УСИЛЕНИЯ ЦЕНТРИФУГИ (БХУЦ)** - комплекс оборудования, предназначенный для разделения буровых растворов на техническую воду и илам, а также для химического усиления при очистке бурового раствора.

**БУРОВОЙ РАСТВОР** - многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

**БУФЕРНАЯ ЖИДКОСТЬ** – жидкость, закачиваемая в скважину при выполнении технологических операций для предотвращения смешения разных типов жидкостей и растворов, а также очистки стенок скважины и обсадной колонны.

**ВИБРОСИТО** – оборудование в системе очистки бурового раствора, используемое при бурении скважины.

**КОАГУЛЯЦИЯ** – процесс, сопровождающийся уменьшением свободной энергии системы за счет уменьшения межфазной поверхности.

**КОЭФФИЦИЕНТ ВЛАЖНОСТИ** – отношение объема бурового раствора, который невозможно отделить от частиц выбуренной породы при их удалении на элементе системы очистки, к объему удаляемой выбуренной породы на рассматриваемом элементе.

**КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ** – доля глинистой породы, диспергированной в промывочной жидкости в процессе строительства интервала.

**КОЭФФИЦИЕНТ ПОВТОРНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ** – отношение объема бурового раствора, используемого повторно после очистки с использованием блока химического усиления центрифуг, к объёму отработанного бурового раствора в интервале строительства.

**НАКОПИТЕЛЬ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ** – сооружение в составе буровой площадки, предназначенное для централизованного сбора отходов бурения скважин (буровой шлам, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды) в целях предотвращения попадания вредных веществ в окружающую природную среду (временный накопитель отходов бурения, шламовый амбар, прочие сооружения или емкости для накопления/хранения отходов бурения).

**ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ БУРЕНИЯ** - деятельность по сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов бурения скважины.

**ОСУШИТЕЛЬ ШЛАМА** - оборудование в системе очистки бурового раствора, используемое при бурении скважины, способное отделять жидкую и твёрдую фазы за счет действия центробежной силы.

**СИТОГИДРОЦИКЛОННАЯ УСТАНОВКА** - комплекс оборудования системы очистки бурового раствора, включающий в себя пескоотделитель, илоотделитель и вибросито для осушения получаемого шлама.

**СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СУСПЕНЗИИ** – способность сохранять неизменное во времени распределение частиц по объему системе, т.е. способность системы противостоять действию силы тяжести.

**СТЕПЕНЬ ОЧИСТКИ** – доля выбуренной породы, удаленной на элементе системы очистки бурового раствора, от объема выбуренной породы, поступающего на элемент системы очистки бурового раствора.

**ЦЕНТРИФУГА** – оборудование в системе очистки бурового раствора, используемое при бурении скважины, способное удалять частицы шлама размером от 2 до 25 мкм.

**ЦЕМЕНТНЫЙ СТАКАН** - расстояние между башмаком и обратным клапаном спущенной обсадной колонны, заполненное цементным раствором.

**ЦЕМЕНТНЫЙ РАСТВОР** – однородная смесь цемента, кварцевого песка и воды в любых соотношениях.

## 2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**ИОС** - раздел проектной документации на строительство скважины «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений».

**МБТ** – содержание коллоидной фазы по тесту адсорбции метиленового синего.

**ОБР** - отработанные буровые растворы.

**ПМООС** – раздел проекта на строительство скважины «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

**ПЗУ** - раздел проекта на строительство скважины «Схема планировочной организации земельного участка».

**РВО** – раствор на водной основе.

**РУО** – раствор на углеводородной основе.

**ФККО** – Федеральный классификационный каталог отходов.

### 3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

Нормирование в области обращения с отходами осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и Федеральным законом от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

В результате проведения работ по строительству скважин образуются буровые шламы, отработанные буровые растворы и буровые сточные воды.

Буровой шлам является отходом и, в соответствии с ФККО, отнесён к группе отходов «Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного (попутного) газа и газового конденсата», имеющей код 2 91 120 00 00 0.

ОБР в соответствии с ФККО отнесён к группе отходов «Растворы буровые при бурении нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин отработанные», имеющей код 2 91 110 00 00 0.

БСВ в соответствии с ФККО отнесены к группе отходов «Воды сточные буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, природного газа и газового конденсата», имеющей код 2 91 130 00 00 0.

В рамках разработки и подготовки инвентаризации отходов, проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение Обществами Группы проводятся идентификация и нормирование отходов.

Перечень исходных данных, необходимых для проведения расчета представлен в Таблице 12 [Приложения 4](#).

Объем отходов бурения при строительстве скважин рассчитывается согласно формуле (1).

$$V_{\text{ОБ}} = \sum_{i=1}^n (V_{\text{бш}i} + V_{\text{обр}i} + V_{\text{бсв}i}), \text{ м}^3 \quad (1)$$

$V_{\text{бш}i}$  – объем бурового шлама;

$V_{\text{обр}i}$  – объем отработанного бурового раствора;

$V_{\text{бсв}i}$  – объем буровых сточных вод;

$i$  - номер интервала бурения.

#### 3.1. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БУРОВОГО ШЛАМА

Объем бурового шлама при строительстве скважин рассчитывается согласно формуле (2).

$$V_{\text{бш}i} = \sum_{i=1}^n (V_{\text{вп}i} + V_{\text{псв}i}), \text{ м}^3 \quad (2)$$

$V_{\text{вп}i}$  - объем выбуренной горной породы,  $\text{м}^3$ ;



$V_{\text{псoi}}$  – объем потерь бурового раствора на системе очистки бурового раствора,  $\text{м}^3$ ;

$$V_{\text{впи}} = \sum_{i=1}^n k_i \frac{\pi D_i^2}{4} L_i, \text{ м}^3; \quad (3)$$

$k_i$  – коэффициент кавернозности;

$D_i$  – диаметр долота, мм;

$L_i$  – протяженность интервала бурения, м;

Объем потерь бурового раствора на системе очистки рассчитывается согласно формуле (4).

$$V_{\text{псoi}} = V_{\text{пвci}} + V_{\text{псгцуi}} + V_{\text{пцфги}}, \text{ м}^3 \quad (4)$$

$V_{\text{пвci}}$  – объем потерь бурового раствора на линейных виброситах, представляющих первую ступень системы очистки (далее вибросита),  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{псгцуi}}$  – объем потерь бурового раствора на ситогидроциклонной установке,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{пцфги}}$  – объем потерь бурового раствора на центрифуге,  $\text{м}^3$ .

$$V_{\text{пвci}} = a_{\text{вс}} \cdot \varepsilon_{\text{вс}} \cdot V_{\text{впи}}, \text{ м}^3 \quad (5)$$

$$V_{\text{псгцуi}} = a_{\text{сгцу}} \cdot \varepsilon_{\text{сгцу}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{вс}}) \cdot V_{\text{впи}}, \text{ м}^3 \quad (6)$$

$$V_{\text{пцфги}} = a_{\text{цфг}} \cdot \varepsilon_{\text{цфг}} \cdot (1 - \varepsilon_{\text{вс}} - (1 - \varepsilon_{\text{вс}}) \cdot \varepsilon_{\text{сгцу}}) \cdot V_{\text{впи}}, \text{ м}^3 \quad (7)$$

$\varepsilon_{\text{вс}}$  – степень очистки вибросита;

$\varepsilon_{\text{сгцу}}$  – степень очистки ситогидроциклонной установки;

$\varepsilon_{\text{цфг}}$  – степень очистки центрифуги;

$a_{\text{вс}}$  – коэффициент влажности выбуренной породы вибросита;

$a_{\text{сгцу}}$  – коэффициент влажности выбуренной породы ситогидроциклонной установки;

$a_{\text{цфг}}$  – коэффициент влажности выбуренной породы центрифуги;

Рекомендуемые коэффициенты влажности и степени очистки на каждом элементе системы очистки, представлены в Таблицах 2 и 3 [Приложения 1](#).

Суммарная степень очистки рассчитывается по формуле (8):

$$\varepsilon_{\text{сумм}} = \varepsilon_{\text{вс}} + \varepsilon_{\text{сгцу}}(1 - \varepsilon_{\text{вс}}) + \varepsilon_{\text{цфг}}(1 - \varepsilon_{\text{сгцу}})(1 - \varepsilon_{\text{вс}}) \quad (8)$$

$\varepsilon_{\text{сумм}}$  – суммарная степень очистки бурового раствора на системе очистки.

В случае применения осушителя бурового шлама объем потерь на осушителе рассчитывается по формуле (9).

$$V_{\text{пвсi}} = a_{\text{осуш}} \cdot \varepsilon_{\text{вс}} \cdot V_{\text{впи}}, \text{ м}^3; \quad (9)$$

$a_{\text{осуш}}$  – коэффициент влажности выбуренной породы после осушителя шлама.

### 3.2. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ОТРАБОТАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА

Объем отработанного бурового раствора при строительстве скважины рассчитывается согласно формуле (10).

$$V_{\text{обрi}} = (1 - K_{\text{повт.}}) \cdot (V_{\text{бpi}} + V_{\text{бжи}} + V_{\text{уцми}} + V_{\text{рцми}} - V_{\text{пи}} - V_{\text{зак.ж.i}} - V_{\text{ликв.ств.i}} - V_{\text{перi}}), \text{ м}^3; \quad (10)$$

$V_{\text{бpi}}$  - объем бурового раствора для интервала бурения,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{бжи}}$  - объем буферной жидкости при цементировании обсадной колонны,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{уцми}}$  - объем буферной жидкости для установки цементных мостов,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{рцми}}$  - объем бурового раствора для разбуривания цементных мостов,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{пи}}$  - потери на системе очистки и фильтрацию в скважине,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{зак.ж.i}}$  - объем буферной жидкости и бурового раствора, остающегося в заколонном пространстве при цементировании обсадной колонны,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ликв.ств.i}}$  - объем бурового раствора, остающегося в ликвидированном стволе скважины,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{перi}}$  - объем переведенный на следующий интервал бурения.

$K_{\text{повт.}}$  - коэффициент повторного использования бурового раствора.

Примечание: В случае использования БХУЦ, необходимо использовать коэффициент повторного использования бурового раствора -  $K_{\text{повт.}}$  в соответствии с проектными данными, либо в соответствии с технической документацией на поставляемое оборудование.

В случае, если БХУЦ не используется, коэффициент повторного использования бурового раствора  $K_{\text{повт.}}$  не применяется.

В случае, если процесс бурения уже идет, то объем бурового раствора для интервала бурения известен и подтвержден производственной программой, возможно использование данного значения. В таком случае расчет по формулам (11) – (30) не требуется. В остальных случаях объем бурового раствора для интервала бурения рассчитывается по формуле (11).

$$V_{\text{бpi}} = V_{\text{циpi}} + V_{\text{разби.}}, \text{ м}^3 \quad (11)$$

$V_{\text{цир}i}$  – объём бурового раствора без учета наработки, необходимый для циркуляции,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{разб}i}$  – объём бурового раствора для разбавления,  $\text{м}^3$ .

Объём бурового раствора без учета наработки необходимый для циркуляции, рассчитывается по формуле (12).

$$V_{\text{цир}i} = 2V_{\text{ci}} + V_{\text{пи}}, \text{ м}^3 \quad (12)$$

$V_{\text{ci}}$  – объём скважины,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{пи}}$  – объём потерь, бурового раствора на системе очистки и на фильтрацию,  $\text{м}^3$ .

В соответствии с пунктом 394 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534 при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

В случае если объём скважины меньше, чем требуемый для поддержания циркуляции объём бурового раствора на поверхности, необходимо учитывать минимальный объём бурового раствора на поверхности. В этом случае формула (12) примет следующий вид:

$$V_{\text{цир}i} = V_{\text{ci}} + V_{\text{пи}} + V_{\text{пов}i}, \text{ м}^3 \quad (13)$$

$V_{\text{пов}i}$  – минимальный объём бурового раствора на поверхности,  $\text{м}^3$ .

При наличии в Обществах Группы утвержденных документов (программ, регламентов и т.п.) с закрепленными объемами приготовления бурового раствора, допускается применение формулы (13) для расчета объема бурового раствора необходимого для циркуляции в случае если объем скважины не равен объему бурового раствора на поверхности. Минимальный объём бурового раствора на поверхности  $V_{\text{пов}i}$  определяется проектной документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения  $V_{\text{пов}i}$  принимается согласно фактическим данным.

Объем скважины рассчитывается по формуле (14).

$$V_{\text{с.}i} = k_i \frac{\pi D_i^2}{4} L_i + \frac{\pi D_{\text{внок}i-1}^2}{4} L_{\text{ок}i-1}, \text{ м}^3 \quad (14)$$

$D_{\text{внок}i-1}$  – внутренний диаметр обсадной колонны предыдущего интервала, м;

$L_{\text{ок}i-1}$  – интервал спуска обсадной колонны на предыдущем интервале, м;

$D_i$  – диаметр долота, мм;

Внутренний диаметр обсадной колонны предыдущего интервала рассчитывается по формуле (15).

$$D_{\text{вн}i-1} = D_{\text{нар}i-1} - 2h_{\text{ст}i-1}, \text{ м} \quad (15)$$

$D_{\text{нар}i-1}$  - наружный диаметр обсадной колонны предыдущего интервала, м;

$h_{\text{ст}i-1}$  - толщина стенки обсадной колонны предыдущего интервала, м.

### 3.3. РАСЧЁТ ОБЪЁМА РАЗБАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

За объём разбавления принимается большее значение объёма, полученного в результате проведения всех расчетов по формулам (16, 20, 22, 25).

В случае если в одном интервале бурения планируется использование нескольких систем буровых растворов, необходимо вести расчет отработанного бурового раствора посекционно, при этом учитывается переведенный объем бурового раствора, либо утилизация всего объема.

За секцию принимается интервал применения каждой из систем буровых растворов.

В случае если в одном интервале бурения планируется изменение плотности бурового раствора (без изменения типа системы), необходимо учитывать, что переводится весь объем бурового раствора с секции с меньшей плотностью на секцию с большей плотностью.

Объем разбавления бурового раствора по твердой фазе рассчитывается согласно формуле (16).

$$V_{\text{разб}i} = \frac{T\Phi_{\text{до разб}i} - T\Phi_{\text{план}i}}{T\Phi_{\text{план}i}} V_{\text{цир}i}, \text{ м}^3 \quad (16)$$

$T\Phi_{\text{до разб}i}$  - объёмное содержание твердой фазы до разбавления, %;

$T\Phi_{\text{план}i}$  - плановое объемное содержание твердой фазы, %.

Плановое объемное содержание твердой фазы  $T\Phi_{\text{план}}$  определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения  $T\Phi_{\text{план}}$  принимается согласно фактическим данным.

В случае если содержание твердой фазы не регламентируется проектной или рабочей документацией на строительство скважины, то расчет по формуле (16) не ведется.

Объемное содержание твердой фазы до разбавления бурового раствора, рассчитывается согласно формуле (17).

$$T\Phi_{\text{до разб}i} = (1 - \varepsilon_{\text{сумм}}) \cdot \frac{V_{\text{вп}i}}{V_{\text{цир}i}} \cdot 100\% + T\Phi_{\text{расч}i}, \% \quad (17)$$

$T\Phi_{\text{расч}i}$  - расчетное объемное содержание твердой фазы, %.

В случае утяжеления бурового раствора одним утяжелителем, расчетное объемное содержание твердой фазы рассчитывается согласно формуле (18).

$$ТФ_{расч} = \frac{\rho_{БР} - \rho_{тех.вода}}{\rho_{утяж} - \rho_{тех.вода}}, \% \quad (18)$$

$\rho_{БР}$  - конечная плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{тех.вода}$  - плотность технической воды, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{утяж}$  - плотность утяжелителя, г/см<sup>3</sup>;

В случае использования нескольких утяжелителей, расчетное объемное содержание твердой фазы рассчитывается согласно формуле (19).

$$ТФ_{расч} = \frac{\rho_{БРпромф-1} - \rho_{тех.вода}}{\rho_{утяжф-1} - \rho_{тех.вода}} + \frac{\rho_{БРпромф} - \rho_{БРпромф-1}}{\rho_{утяжф} - \rho_{БРпромф-1}} + \dots + \frac{\rho_{БР} - \rho_{БРпромф}}{\rho_{утяжк} - \rho_{БРпромф}}, \% \quad (19)$$

$\rho_{БР}$  - конечная плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{БРпромф}$  - промежуточная плотность бурового раствора после утяжеления одним утяжелителем г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{тех.вода}$  - плотность технической воды, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{утяж1}$  - плотность первого утяжелителя, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{утяжф}$  - плотность второго утяжелителя, г/см<sup>3</sup>;

$\phi$  - количество утяжелителей;  $\phi = (2;k)$ .

Рекомендуемые значения расчетной твердой фазы при утяжелении карбонатом кальция и баритом представлены в Таблицах 7 и 8 [Приложения 2](#).

В случае применения солей в качестве утяжелителей, плотность технической воды принимать исходя из концентрации и типа солей. Плотности типовых солевых растворов представлены в Таблице 9 [Приложения 2](#).

Объемное содержание твердой фазы в таком случае имеет вид:

$$ТФ_{расч} = \frac{\theta_{соль}}{\rho_{соль}} + \frac{\rho_{БРпромф-1} - \rho_{тех.вода}}{\rho_{утяжф-1} - \rho_{тех.вода}} + \frac{\rho_{БРпромф} - \rho_{БРпромф-1}}{\rho_{утяжф} - \rho_{БРпромф-1}} + \dots + \frac{\rho_{БР} - \rho_{БРпромф}}{\rho_{утяжк} - \rho_{БРпромф}}, \% \quad (19.1)$$

$\theta_{соль}$  - концентрация соли;

$\rho_{соль}$  - плотность соли.

Значения степеней очистки для каждого интервала бурения представлены в Таблице 3 [Приложения 1](#).

Объем разбавления бурового раствора по содержанию выбуренной породы, рассчитывается согласно формуле (20).

$$V_{\text{разб}i} = \frac{C_{\text{нар}i} - C_{\text{доп}i}}{C_{\text{доп}i}} V_{\text{цир}i}, \text{ м}^3 \quad (20)$$

$C_{\text{нар}i}$  - объёмное содержание выбуренной породы в буровом растворе до разбавления, %;

$C_{\text{доп}i}$  - допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе, %.

Допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе  $C_{\text{доп}i}$  определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения  $C_{\text{доп}i}$  принимается согласно фактическим данным.

Если содержание выбуренной породы в объеме бурового раствора не регламентируется проектной или рабочей документацией на строительство скважины, то расчет по формуле (20) не ведется.

Объёмное содержание выбуренной породы в буровом растворе до разбавления рассчитывается по формуле (21).

$$C_{\text{нар}i} = (1 - \varepsilon_{\text{сумм}}) \cdot \frac{V_{\text{вп}i}}{V_{\text{цир}i}} \cdot 100\%, \% \quad (21)$$

Объем разбавления бурового раствора по плотности, рассчитывается согласно формуле (22).

$$V_{\text{разб}i} = \frac{(\rho_{\text{кон}} - \rho_{\text{план}})(V_{\text{цир}i} + (1 - \varepsilon_{\text{общ}})V_{\text{вп}i})}{\rho_{\text{план}}}, \text{ м}^3 \quad (22)$$

$\rho_{\text{кон}}$  - конечная плотность бурового раствора в конце интервала бурения, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{план}}$  - плановая плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

Плановая плотность бурового раствора  $\rho_{\text{план}}$  определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважины, либо программой промывки скважины/ программой бурения скважины.

Если величина плановой плотности бурового раствора не регламентируется проектной или рабочей документацией на строительство скважины, то расчет по формуле (22) не ведется.

Конечная плотность бурового раствора в конце интервала  $\rho_{\text{кон}}$  рассчитывается по формуле (23).

$$\rho_{\text{кон}} = \frac{\rho_{\text{план}} V_{\text{цир}i} + \overline{\rho_{\text{вп}}} (1 - \varepsilon_{\text{общ}}) V_{\text{вп}i}}{V_{\text{цир}i} + (1 - \varepsilon_{\text{общ}}) V_{\text{вп}i}}, \text{ г/см}^3 \quad (23)$$

$\overline{\rho_{\text{вп}}}$  - средневзвешенная плотность пород, слагающих геологический разрез ствола скважины, г/см<sup>3</sup>.

Средневзвешенная плотность пород, слагающих геологический разрез ствола скважины, рассчитывается по формуле (24).

$$\overline{\rho_{\text{вп}}} = \sum_{j=1}^k \frac{\rho_{\text{вп}j} \cdot L_{\text{вп}j}}{L_{\text{вп}j}}, \text{ г/см}^3 \quad (24)$$

$\rho_{\text{вп}j}$  – плотность породы, слагающей геологический разрез интервала бурения, г/см<sup>3</sup>;  
 $L_{\text{вп}j}$  – мощность породы, слагающей геологический разрез интервала бурения, м.

В целях упрощения расчетов допускается использование средней плотности пород, слагающих геологических разрез ствола скважины.

Объем разбавления бурового раствора по активной коллоидной фазе рассчитывается согласно формуле (25).

$$V_{\text{разб}} = \frac{(MBT_{\text{ожид}} - MBT_{\text{план}})}{MBT_{\text{план}}} V_{\text{цир}}, \text{ м}^3 \quad (25)$$

$MBT_{\text{ожид}}$  – ожидаемая концентрация активной коллоидной фазы, кг/м<sup>3</sup>;  
 $MBT_{\text{план}}$  – максимально допустимое содержание глинистой коллоидной фазы, кг/м<sup>3</sup>.

Ожидаемая концентрация активной коллоидной фазы рассчитывается по формуле (26).

$$MBT_{\text{ожид}} = \frac{M_{\text{гледисп}}}{V_{\text{цир}}}, \text{ кг/м}^3 \quad (26)$$

Максимально допустимое содержание коллоидной фазы  $MBT_{\text{план}}$  определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважин. При фактическом подсчете объемов отходов бурения  $MBT_{\text{план}}$  принимается согласно фактическим данным.

В случае если величина допустимого содержания коллоидной фазы  $MBT_{\text{план}}$  не регламентируется проектной или рабочей документацией на строительство скважины, то расчет по формуле (26) не ведется.

Масса глинистой породы, перешедшая в коллоидную фазу, рассчитывается согласно формуле (27).

$$M_{\text{гледисп}} = (1 - K_{\text{изв}}) \cdot M_{\text{гленуд}}, \text{ кг} \quad (27)$$

$M_{\text{гледисп}}$  – масса глинистой породы перешедшая в коллоидную фазу, кг;  
 $K_{\text{изв}}$  – коэффициент извлечения, получен по результатам лабораторных исследований для каждого типа бурового раствора, используемого в Обществе Группы;

Рекомендуемые коэффициенты извлечения приведены в Таблице 6 [Приложения 1](#).

Масса глинистой породы, не удаленной на системе очистки рассчитывается согласно формуле (28).

$$M_{\text{глпнеуді}} = V_{\text{глпнеуді}} \cdot \rho_{\text{глпі}}, \text{ кг} \quad (28)$$

$\rho_{\text{глпі}}$  – плотность глинистой породы,  $\text{кг/м}^3$ ;

$V_{\text{глпнеуді}}$  – объем глинистой породы,  $\text{м}^3$ .

Плотность глинистой породы принимается согласно проектной документации на строительство скважин, как средневзвешенное значение плотности глинистой породы для каждого из интервалов.

Объем глинистой породы, не удаленной на системе очистки рассчитывается по формуле (29).

$$V_{\text{глпнеуді}} = (1 - \varepsilon) \frac{\kappa \pi D_{\text{долі}}^2}{4} L_{\text{глпі}}, \text{ м}^3 \quad (29)$$

$L_{\text{глпі}}$  – мощность глинистых пород, м;

Объем глинистых пород содержащийся в объеме выбуренной горной породы рассчитывается согласно формуле (30).

$$V_{\text{глпі}} = \frac{\kappa \pi D_{\text{долі}}^2}{4} L_{\text{глпі}}, \text{ м}^3 \quad (30)$$

Согласно Типовым требованиям Компании № ПЗ-05.01 ТТР-1208 «Крепление скважин» в случае, когда протяженность открытого ствола менее 300 м, за высоту буферной жидкости принимается протяженность открытого ствола.

Объем буферной жидкости, используемой при цементировании обсадной колонны, рассчитывается согласно формуле (31).

$$V_{\text{бжі}} = \frac{\pi (k D_{\text{долі}}^2 - D_{\text{нарокі}}^2)}{4} H_{\text{бжі}}, \text{ м}^3 \quad (31)$$

$D_{\text{нарокі}}$  – внешний диаметр цементируемой на данном интервале обсадной колонны, м;

$H_{\text{бжі}}$  – высота буферной жидкости в затрубном пространстве при цементировании, м.

Объем буферной жидкости, используемой при установке цементного моста, рассчитывается по формуле (32).

$$V_{\text{уцмі}} = \frac{\pi (k D_{\text{долі}}^2 - D_{\text{инстрі}}^2)}{4} H_{\text{уцмі}}, \text{ м}^3 \quad (32)$$

$D_{\text{инстрі}}$  – внешний диаметр бурильного инструмента при установке цементного моста, м;

$H_{\text{уцмі}}$  – высота буферной жидкости в затрубном пространстве при установке цементного моста, м.



Объем бурового раствора, утилизируемого после срезки/разбурирования цементного моста и разбурирования цементного стакана принимается на основании допущения, что при проведении данных операций весь объем бурового раствора в скважине, а также объем бурового раствора на поверхности, подвергаются цементной агрессии и непригодны для дальнейшего использования. Таким образом, данный объем рассчитывается по формуле (33).

$$V_{\text{рцм}i} = \frac{\pi D_{\text{вн} \text{ок} i-1}^2}{4} L_{\text{ок} i-1} + \frac{k \pi D_{\text{дол} i-1}^2}{4} L_{\text{срезка} i} + 20 \text{ м}^3 \quad (33)$$

$L_{\text{срезка} i}$  – глубина срезки в интервале, м.

Величина объема на поверхности 20 м<sup>3</sup> - усредненный минимальный объем для поддержания циркуляции и нормальной работы буровых насосов для большинства буровых установок.

В случае применения РУО, после разбурирования цементного стакана/моста значение  $V_{\text{рцм}i}$  не рассчитывается.

Объем бурового раствора, переведенный на следующий интервал  $V_{\text{пер}i}$  указывается исходя из технологической возможности произвести обработку бурового раствора для бурения следующего интервала. Объем переведенного бурового раствора определяется проектной документацией и не может быть больше доступного объема  $V_{\text{доступ}i}$ .

Доступный объем бурового раствора после строительства интервала  $V_{\text{доступ}i}$  рассчитывается по формуле (34).

$$V_{\text{доступ}i} = V_{\text{бр}i} - V_{\text{п}i} - V_{\text{ликв.ств}i} - V_{\text{зак.бр}i}, \text{ м}^3 \quad (34)$$

$V_{\text{ликв.ств}i}$  - объем бурового раствора, остающегося в ликвидированном стволе скважины, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{зак.бр}i}$  - объем бурового раствора, остающегося в заколонном пространстве после цементирования обсадной колонны;

Объем потерь бурового раствора рассчитывается по формуле (35).

$$V_{\text{п}i} = V_{\text{пс}oi} + V_{\text{пфи}i}, \text{ м}^3 \quad (35)$$

$V_{\text{пс}oi}$  - объем потерь бурового раствора на системе очистки, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{пфи}i}$  - объем потерь бурового раствора на фильтрацию, м<sup>3</sup>.

Расчет потерь бурового раствора на системе очистки представлен в подразделе 3.1 настоящих Методических указаний (формулы 4 - 7).

Потери бурового раствора на фильтрацию в открытом стволе скважины рассчитываются по формуле (36).

$$V_{\text{пфи}i} = \Phi_i \cdot T_{\text{стр}i}, \text{ м}^3 \quad (36)$$

$\Phi_i$ -коэффициент потерь на фильтрацию за сутки строительства скважины в интервале бурения, м<sup>3</sup>/сут.;

$T_{стрi}$ -время строительства интервала, сут.

Рекомендуемые коэффициенты фильтрации представлены в Таблицах 4 и 5 [Приложения 1](#).

Объем жидкости (буровой раствор, буферная жидкость), остающейся в заколонном пространстве после цементирования обсадной колонны, рассчитывается по формуле (37).

$$V_{зак.жi} = \frac{\pi(D_{доi}^2 - D_{нарoкi}^2)}{4} \cdot H_{под.ц.i}, \text{ м}^3 \quad (37)$$

$H_{под.ц.i}$  – высота подъема цементного камня, м;

При цементировании обсадной колонны до устья высота подъема цемента принимается равной 0.

Объем бурового раствора, остающегося в заколонном пространстве после цементирования обсадной колонны, рассчитывается по формуле (38).

$$V_{зак.бri} = \frac{\pi(D_{доi}^2 - D_{нарoкi}^2)}{4} \cdot (H_{под.ц.i} - H_{бжi}), \text{ м}^3 \quad (38)$$

Объем бурового раствора, остающегося в ликвидированном стволе скважины, рассчитывается по формуле (39).

$$V_{ликв.ств.i} = \frac{\pi k D_{доi}^2}{4} \cdot (L_i - L_{срезкаi}), \text{ м}^3 \quad (39)$$

$L_i$  – глубина бурения интервала, м.

### 3.4. РАСЧЕТ ОБЪЁМА БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

Объём буровых сточных вод, образующихся при строительстве скважины рассчитывается согласно формуле (40).

На объем образования БСВ влияют атмосферные осадки, а также объем воды, необходимый для технологических нужд.

$$V_{бсвi} = 0,16(V_{атм} + V_{техi}), \text{ м}^3 \quad (40)$$

$V_{техi}$  - объём технической воды, необходимой на технологические нужды, м<sup>3</sup>;

$V_a$ - объём атмосферных осадков, м<sup>3</sup>;

0,16- коэффициент повторного использования БСВ, определен путем сбора статистических данных о соотношении фактических и расчетных показателей БСВ ОГ.

Объём технической воды на технологические нужды рассчитывается согласно формуле (41).

$$V_{\text{тех}i} = \sum_{i=1}^p V_{\text{ЦА}i} + \sum_{j=1}^x V_{\text{емк}i}, \text{ м}^3 \quad (41)$$

$V_{\text{ЦА}i}$  – объём воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементировочных агрегатов,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{емк}i}$  - объём технической воды для помывки емкостного парка,  $\text{м}^3$ ;

$x$  – количество операций помывки емкостного парка в интервале бурения;

$p$  – количество операций цементирования/ установки цементного моста в интервале бурения;

Объём воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементировочного агрегата  $V_{\text{ЦА}}$  - постоянная величина, согласно обработке статистических данных ([Приложение 3](#), Таблица 10) при эксплуатационном бурении  $10 \text{ м}^3$ , при зарезки боковых стволов –  $5 \text{ м}^3$  на каждую операцию цементирования.

Объём технической воды для помывки емкостного парка необходимо рассчитывать по формуле (42).

$$V_{\text{емк}i} = V_{\text{ТВ}} \cdot \eta, \text{ м}^3 \quad (42)$$

$\eta$  – количество технологических емкостей в емкостном парке.

$V_{\text{ТВ}}$  – объём технической воды для помывки емкости

Объём атмосферных осадков, попадающих в накопитель, рассчитывается по формуле (43).

$$V_{\text{атм}} = V_{\text{а}} - V_{\text{исп}}, \text{ м}^{3*} \quad (43)$$

$V_{\text{атм}}$ - объём атмосферных осадков, попадающих в накопитель за весь период бурения с учетом испарения,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{а}}$ - объём атмосферных осадков, попадающих в накопитель за весь период бурения,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{исп}}$ - объём испарения воды (жидкости) с поверхности накопителя,  $\text{м}^3$ .

Объём атмосферных осадков, попадающих в накопитель за весь период бурения, рассчитывается по формуле (44).

$$V_{\text{а}} = \frac{S_{\text{н}} \cdot h_0 \cdot T_{\text{строит}}}{30}, \text{ м}^3 \quad (44)$$

$S_{\text{н}}$  – площадь накопителя отходов,  $\text{м}^2$ ;

$h_0$  - среднеемесячное количество атмосферных осадков, выпадающих в районе строения скважин, м;

$T_{\text{строит}}$  - продолжительность строительства скважины, сут.

Среднемесячное количество атмосферных осадков, выпадающих в районе строения скважин  $h_0$ , определяется согласно проектной документации на строительство скважин, либо в соответствии с фактическими данными.

Объём испарения воды (жидкости) с поверхности накопителя, рассчитывается по формуле (45).

$$V_{\text{исп}} = \frac{S_n \cdot h_i \cdot T_{\text{строит}}}{30}, \text{ м}^3 \quad (45)$$

$h_i$  — среднеемесячная испаряемость воды (жидкости), в районе строения скважин, м.

Среднемесячная испаряемость воды (жидкости) в районе строения скважин  $h_i$ , определяется согласно проектной документации на строительство скважин, либо в соответствии с фактическими данными. Если данные о среднемесячной испаряемости воды (жидкости), в районе строения скважин не представлены в проектной документации на строительство скважины или отсутствует возможность получения фактических данных о среднемесячной испаряемости, то расчет по среднегодовой испаряемости  $h_i$  не проводится.

В случае использования безамбарной технологии бурения, объём атмосферных осадков  $V_{\text{атм}}$  не рассчитывается.

### 3.5. РАЗДЕЛЕНИЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ НА ТВЕРДУЮ И ЖИДКУЮ ФАЗЫ

Способы обращения с отходами бурения в разных агрегатных состояниях могут различаться, при планировании в определённых случаях необходимо производить расчёт отходов бурения, учитывая твердую и жидкую фазы.

Отработанный буровой раствор и буровые сточные воды, образующиеся при бурении скважины, представляют собой суспензию - грубодисперсную систему с твёрдой дисперсной фазой и жидкой дисперсионной средой.

Большинство суспензий являются полидисперсными системами, содержащими относительно крупные частицы, которые не могут участвовать в броуновском движении, суспензии являются седиментационно (кинетически) неустойчивыми системами.

При нарушении агрегативной устойчивости суспензии происходит коагуляция – слипание частиц дисперсионной фазы. Коагуляция приводит к образованию осадка, который часто является концентрированной суспензией (пастой).

На изменение физико-химических свойств частиц выбуренной породы при превращении их в осадок буровых сточных вод влияет пропитка дисперсионной среды промывочной жидкостью (агрегативная устойчивость суспензии).

За счет седиментационной неустойчивости и нарушения агрегативной устойчивости суспензии, в суспензии образуется осадок отработанного бурового раствора, который неотделим от бурового шлама и залегает на дне накопителя.

Условно объём отходов бурения можно разделить на жидкую и твердую фазы, формула (46).

$$V_{\text{ОБ}} = \sum_{i=1}^n (V_{\text{ТФ}i} + V_{\text{ЖФ}i}) \cdot \text{м}^3 \quad (46)$$

*i*- интервал бурения;

*n* – количество интервалов бурения;

$V_{\text{ТФ}i}$ - объём твёрдой фазы,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{ЖФ}i}$  - объём жидкой фазы,  $\text{м}^3$ .

Объем отходов бурения в виде твердой фазы рассчитывается по формуле (47):

$$V_{\text{ТФ}i} = V_{\text{вп}i} + \text{ТФ}_{\text{расч}i} (V_{\text{бп}i} + V_{\text{рцм}i} - V_{\text{зак.бп}i} - V_{\text{пер}i} - V_{\text{ф}i} - V_{\text{ликв.ств.}i}) \cdot \text{м}^3 \quad (47)$$

Объем отходов бурения в виде жидкой фазы можно рассчитать по формуле (48):

$$V_{\text{ЖФ}i} = V_{\text{бсв}i} + (100 - \text{ТФ}_{\text{расч}i}) \cdot (V_{\text{бп}i} + V_{\text{рцм}i} - V_{\text{пер}i} - V_{\text{пф}i} - V_{\text{ликв.ств.}i}) + V_{\text{бж}i} + V_{\text{уцм}i} - V_{\text{зак.ж.}i} \cdot \text{м}^3 \quad (48)$$

## 4. ССЫЛКИ

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
2. Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534.
4. РД 39-3-819-91 Методические указания по определению объемов отработанных бурительных растворов и шламов при строительстве скважин.
5. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
6. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородосодержащих».
7. Федеральный классификационный каталог отходов, утвержденный приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242.
8. Стандарт Компании № ПЗ-05 С-0084 «Управление отходами».
9. Стандарт Компании № ПЗ-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».
10. Типовые требования Компании № ПЗ-05.01 ТТР-1208 «Крепление скважин».

## 5. БИБЛИОГРАФИЯ

1. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы. – М.: 1999.
2. Гельфман М.И., Ковалевич О.В., Юстратов В.П., «Коллоидная химия» 5-е изд., СПб, изд. «Лань», 2010.
3. Пиковский Ю.И., Исмаилов Н.М., Дорохова М.Ф. Основы нефтегазовой геоэкологии / под ред. А.Н. Геннадиева. – М.:ИНФРА – М, 2015.
4. Тупицына О.В., Сафонова Н.А., Гришин Б.М., Андреев С.Ю., Ярыгина А.А., Чертес К.Л. - Обработка осадков буровых сточных вод - Самара: ООО «Издательство Ас Гард», 2014.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1  
Перечень Приложений к Методическим указаниям Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Таблицы коэффициентов	Включено в настоящий файл
2	Рекомендуемые значения расчетной твердой фазы при утяжелении карбонатом кальция и баритом	Включено в настоящий файл
3	Обработка статистических данных по объёмам воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементирующего агрегата	Включено в настоящий файл
4	Перечень исходных данных, необходимых для проведения расчета	Включено в настоящий файл



ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ТАБЛИЦЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Таблица 2  
Коэффициент влажности шлама

КОЭФФИЦИЕНТ ВЛАЖНОСТИ БУРОВОГО ШЛАМА																					
№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЕ	ХМАО		ВОЛГО-УРАЛ		ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ		ЯКУТИЯ		ЯНАО		НАО		СТАВРОПОЛЬ		КРАСНОДАР		КАВКАЗ		САХАЛИН	
		РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО	РВО	РУО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	ВИБРОСИТА	1,35	2,43	1,20	2,16	1,30	2,34	1,10	1,98	1,35	2,43	1,20	2,16	1,30	2,34	1,50	2,7	1,55	2,79	2,60	4,68
2	СИТОГИДРОЦИКЛОН. УСТАН.	1,00	1,8	1,00	1,8	0,96	1,719	1,13	2,034	1,00	1,8	0,90	1,62	1,20	2,16	1,90	3,42	1,50	2,7	5,10	9,18
3	ЦЕНТРИФУГА	0,90	1,62	1,00	1,8	1,02	1,836	1,02	1,8414	0,90	1,62	1,02	1,836	1,30	2,34	1,20	2,16	1,20	2,16	1,80	3,24
5	Среднее	1,08	1,95	1,07	1,92	1,09	1,97	1,08	1,95	1,08	1,95	1,04	1,87	1,27	2,28	1,53	2,76	1,42	2,55	3,17	5,70

Таблица 3  
Степень очистки

СТЕПЕНЬ ОЧИСТКИ						
№ П/П	НАИМЕНОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЕ	НАПРАВЛЕНИЕ	КОНДУКТОР	ПРОМЕЖУТОЧНАЯ КОЛОННА		ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА
1	2	3	4	5		6
1	Вибросита	0,40	0,50	0,55		0,62
2	СГЦУ	0,30	0,25	0,20		0,16
3	Центрифуга	0,00	0,10	0,10		0,12
4	Общая	0,58	0,66	0,68		0,72

Таблица 4

Коэффициенты потерь на фильтрацию для РВО

КОЭФФИЦИЕНТ ПОТЕРЬ НА ФИЛЬТРАЦИЮ ДЛЯ РВО, М³/СУТ											
ДИАМЕТР ДОЛОТА, ММ	ХМАО	ВОЛГО-УРАЛ	ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ		ЯКУТИЯ	ЯНАО	НАО	СТАВРОПОЛЬ	КРАСНОДАР	КАВКАЗ	САХАЛИН
			МЕСТОРОЖДЕНИЯ С КАТАСТРОФИЧЕСКИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ	ПРОЧИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
530-490	-	5,4	29,5	3,5	-	1,9	-	2,3	3,9	1,7	-
444,5-393,7	8,3	4,7	15,1	2,8	2,2	1,6	3,6	2,1	2,2	3,2	14,8
311,2-295,3	4,6	3,7	7,9	2,0	1,6	1,4	3,3	2	2	0,7	-
244,5-215,9	2,3	6,4	-	1,6	1,7	1,2	7,1	1,2	1,6	3,7	-
155,6-126	1,5	3,4	-	8,8	0,8	1,1	2,1	0,4	1,1	-	-

Таблица 5

Коэффициенты потерь на фильтрацию для РУО

КОЭФФИЦИЕНТ ПОТЕРЬ НА ФИЛЬТРАЦИЮ ДЛЯ РУО, М³/СУТ					
ДИАМЕТР ДОЛОТА, ММ	ХМАО	ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ	ЯНАО	КАВКАЗ	САХАЛИН
530-490	-	-	-	-	-
444,5-393,7	-	-	-	-	-
311,2-295,3	-	4,2	-	1,8	9,3
244,5-215,9	7,8	22,8	-	2,8	1,7
155,6-126	-	26,4	0,9	1,1	0,5

Таблица 6

Коэффициент извлечения для различных систем буровых растворов

КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ																												
СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА	ХМАО			ВОЛГО-УРАЛ			ЯНАО			НАО			СТАВРОПОЛЬ			КРАСНОДАР			КАВКАЗ			САХАЛИН	ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ*			ЯКУТИЯ*		
1	2			3			4			5			6			7			8			9	10			11		
Температура °С	25	60	95	25	60	95	25	60	95	25	60	95	25	88	150	25	88	150	25	88	150	-	25	60	95	25	60	95
Дистиллированная вода	0,104	0,765	0,1045	0,2103	0,1796	0,126	0,077	0,064	0,051	0,0595	0,0615	0,06	0,083	0,068	0,0765	0,166	0,059	0,04	0,0765	0,057	0,0585	-	1	1	1	1	1	1
Полимер-глинистый	0,225	0,2225	0,1955	0,3166	0,2283	0,3036	0,221	0,179	0,145	0,151	0,1935	0,147	0,186	-	-	0,253	-	-	0,1545	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Гипсоизвестковый	-	-	-	0,6	0,5	0,4533	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Гипсоизвестковый (термостойкий)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,293	0,221	0,126	0,443	0,396	0,356	0,386	0,266	0,2335	-	1	1	1	1	1	1
Лигносulfонатный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,457	0,3795	0,3255	0,585	0,625	0,514	0,5115	0,494	0,389	-	1	1	1	1	1	1
Известковый	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Силикатный	-	-	-	0,707	0,644	0,6026	-	-	-	-	-	-	0,5745	0,513	0,3665	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Инкапсулирующий	0,4825	0,416	0,491	-	-	-	0,553	0,612	0,578	0,442	0,435	0,4475	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Биополимерный неминерализованный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,487	0,5275	0,491	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Хлоркалиевый	0,687	0,6595	0,598	0,773	0,7736	0,732	0,697	0,646	0,605	0,7265	0,6905	0,799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Соленасыщенный	-	-	-	0,8456	0,746	0,7053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Гелево-эмульсионный	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Раствор на углеводородной основе	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
*Отсутствие глинистых отложений в разрезе																												

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ПРИ УТЯЖЕЛЕНИИ КАРБОНАТОМ КАЛЬЦИЯ И БАРИТОМ

Таблица 7  
Содержание твердой фазы в буровом растворе при утяжелении карбонатом кальция

УТЯЖЕЛЕНИЕ КАРБОНАТОМ КАЛЬЦИЯ	
ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2
1	0,00%
1,01	0,63%
1,02	1,25%
1,03	1,88%
1,04	2,50%
1,05	3,13%
1,06	3,75%
1,07	4,38%
1,08	5,00%
1,09	5,63%
1,1	6,25%
1,11	6,88%
1,12	7,50%
1,13	8,12%
1,14	8,75%
1,15	9,37%
1,16	10,00%
1,17	10,63%
1,18	11,25%
1,19	11,88%
1,2	12,50%
1,21	13,13%

УТЯЖЕЛЕНИЕ КАРБОНАТОМ КАЛЬЦИЯ	
ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2
1,22	13,75%
1,23	14,38%
1,24	15,00%
1,25	15,63%
1,26	16,25%
1,27	16,88%
1,28	17,50%
1,29	18,13%
1,3	18,75%
1,31	19,38%
1,32	20,00%

**Таблица 8**  
**Содержание твердой фазы в буровом растворе при утяжелении баритом**

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
1,26*	16,25%	1,69	30,88%	2,12	45,50%
1,27	16,59%	1,7	31,22%	2,13	45,84%
1,28	16,93%	1,71	31,56%	2,14	46,18%
1,29	17,27%	1,72	31,90%	2,15	46,52%
1,3	17,61%	1,73	32,24%	2,16	46,86%
1,31	17,95%	1,74	32,58%	2,17	47,20%
1,32	18,29%	1,75	32,92%	2,18	47,54%

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
1,33	18,63%	1,76	33,26%	2,19	47,88%
1,34	18,97%	1,77	33,60%	2,2	48,22%
1,35	19,31%	1,78	33,94%		
1,37	19,99%	1,8	34,62%		
1,38	20,33%	1,81	34,96%		
1,39	20,67%	1,82	35,30%		
1,4	21,01%	1,83	35,64%		
1,41	21,35%	1,84	35,98%		
1,42	21,69%	1,85	36,32%		
1,43	22,03%	1,86	36,66%		
1,44	22,37%	1,87	37,00%		
1,45	22,71%	1,88	37,34%		
1,46	23,05%	1,89	37,68%		
1,47	23,39%	1,9	38,02%		
1,48	23,73%	1,91	38,36%		
1,49	24,07%	1,92	38,70%		
1,5	24,41%	1,93	39,04%		
1,51	24,75%	1,94	39,38%		
1,52	25,09%	1,95	39,72%		
1,53	25,43%	1,96	40,06%		
1,54	25,77%	1,97	40,40%		
1,55	26,11%	1,98	40,74%		
1,56	26,45%	1,99	41,08%		
1,57	26,79%	2	41,42%		

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
1,58	27,13%	2,01	41,76%		
1,59	27,47%	2,02	42,10%		
1,6	27,81%	2,03	42,44%		
1,61	28,15%	2,04	42,78%		
1,62	28,49%	2,05	43,12%		
1,63	28,84%	2,06	43,46%		
1,64	29,18%	2,07	43,80%		
1,65	29,52%	2,08	44,14%		
1,66	29,86%	2,09	44,48%		
1,67	30,20%	2,1	44,82%		
1,68	30,54%	2,11	45,16%		

*Примечание:* \*Содержание твердой фазы определено исходя из условия, что утяжеление карбонатом кальция производилось до плотности 1,26 г/см<sup>3</sup>.

Таблица 9  
Плотности солевых растворов

NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м <sup>3</sup>		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м <sup>3</sup>	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>
1	2	1	2
10,05	1,0053	10,05	1,0046
20,25	1,0125	20,22	1,011
41,07	1,0268	40,96	1,0239
62,48	1,0413	62,21	1,0369
84,47	1,0559	84	1,05

NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м <sup>3</sup>		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м <sup>3</sup>	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>
1	2	1	2
107,1	1,0707	106,33	1,0633
130,3	1,0857	129,22	1,0768
154,1	1,1009	152,67	1,0905
178,6	1,1162	176,69	1,1043
203,7	1,1319	201,33	1,1185
229,6	1,1478	226,46	1,1323
256,1	1,164	252,43	1,1474
283,3	1,1804	278,95	1,1623
311,3	1,1972		
CaCl <sub>2</sub> – плотность = 2150 кг/м <sup>3</sup>		MgCl <sub>2</sub> – плотность = 2316 кг/м <sup>3</sup>	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>
1	2	1	2
10,07	1,007	20,3	1,015
20,3	1,0148	85,23	1,0654
41,26	1,0316	156,77	1,1198
62,92	1,0486	235,14	1,1757
85,27	1,0659	321,18	1,2353
108,35	1,0835	415,33	1,2979
132,18	1,1015		
156,77	1,1198		
182,18	1,1386		
208,4	1,1578		
235,5	1,1775		
307,1	1,2284		
352,88	1,2603		
384,48	1,2816		



NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м <sup>3</sup>		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м <sup>3</sup>	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м <sup>3</sup>	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см <sup>3</sup>
1	2	1	2
468,06	1,3373		
558,28	1,3957		

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ОБРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ОБЪЁМАМ ВОДЫ, ЗАГРЯЗНЕННОЙ ЦЕМЕНТНЫМ РАСТВОРОМ ПРИ ПРОМЫВКЕ ЛИНИЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО АГРЕГАТА

Таблица 10  
 Результаты обработки статистических данных по объёмам воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементировочного агрегата

№ П/П	ОГ	ПОТРЕБНЫЙ ОБЪЕМ ВОДЫ ДЛЯ ПОМЫВКИ ЛИНИЙ ЦА, м³	
1	2	3	
1	ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	0,15	0,3
2	ОАО «Грознефтегаз»	3	40
3	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	5	6
4	Восточно-Сибирский филиал ООО «РН-Бурение»	5	5
5	Краснодарский филиал ООО «РН – Бурение»	7	8
6	Уфимский филиал ООО «РН-Бурение»	16	16
	Средние минимальные и максимальные значение	6,025	13,46
	Среднее значение	9,7	
	Принятое значение	10,0	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПЕРЕЧЕНЬ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА

Таблица 11  
Перечень исходных данных, необходимых для проведения расчета

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
Время строительства интервала	$T_{\text{строит}}$	сут	Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин (ИОС)	Отчет по бурению
Количество суток отопительного периода в году	$T_{\text{отопит}}$	сут	Таблица 3.3 Сведения о районе буровых работ (ИОС)	Отчет по бурению
Коэффициент повторного использования объема конденсата (в случае наличия оборотной системы котельной установки)	$K_{\text{повт. кот.}}$			Отчет по бурению
Глубина спуска ОК на предыдущем интервале	$L_{\text{ок}i-1}$	м	Таблица 3.2 Общие сведения о конструкции скважины (ИОС)	Отчет по бурению
Глубина спуска ОК	$L_{\text{ок}}$	м	Таблица 3.2 Общие сведения о конструкции скважины (ИОС)	Отчет по бурению
Высота подъема цементного раствора в заколонном пространстве от устья	$H_{\text{под.ц}}_i$ $L_{\text{срезка}i}$	м	Таблица 10.8 Общие сведения о цементировании обсадных колонн (ИОС)	Отчет по бурению
Глубина срезки с цементного моста		м		Отчет по бурению
Диаметр бурильного инструмента	$D_{\text{инстр}i}$	мм	Таблица 9.3 Рекомендуемые бурильные трубы (ИОС)	Отчет по бурению
Внешний диаметр ОК на предыдущем интервале	$D_{\text{нарок}i-1}$	мм	Таблица 10.4 Параметры обсадных труб (ИОС)	Отчет по бурению
Толщина стенки ОК на предыдущем интервале	$h_{\text{ст}i-1}$	мм	Таблица 10.4 Параметры обсадных труб (ИОС)	Отчет по бурению
Внешний диаметр ОК	$D_{\text{нарок}i}$	мм	Таблица 10.4 Параметры обсадных труб	Отчет по бурению

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
			(ИОС)	
Количество цементных стаканов и цементных мостов	$\Pi_c$	шт	Таблица 11.4 Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в хвостовике (ИОС)	Отчет по бурению
Коэффициент кавернозности	$k$		Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов (ИОС)	Отчет по бурению
Протяженность интервал бурения	$L$	м	Таблица 10.1 Исходные данные для расчета обсадных колонн (ИОС)	Отчет по бурению
Диаметр долота	$D_{\text{дол}}$	мм	Таблица 7.4 Минимальные радиальные зазоры при спуске обсадных колонн (ИОС)	Отчет по бурению
Минимальный объем на поверхности	$V_{\text{пов}_i}$	м <sup>3</sup>	Таблица 8.2 Ожидаемая потребность в буровом растворе (ИОС)	Отчет по бурению
Объем переведенный на следующий интервал	$V_{\text{пер}}$	м <sup>3</sup>	Таблица 8.2 Ожидаемая потребность в буровом растворе (ИОС)	Суточные или итоговый рапорта
Плановая плотность бурового раствора	$\rho_{\text{план}}$	г/см <sup>3</sup>	Таблица 8.1 Типы и параметры буровых растворов (ИОС)	Программа промывки
Предельно допустимая плановая твердая фаза	$T\Phi_{\text{план}_i}$	%	Таблица 8.1 Типы и параметры буровых растворов (ИОС)	Программа промывки
Расчетная твердая фаза	$T\Phi_{\text{расч}_i}$	%	Приложение 2 к методике	Приложение 2 к методике
Допустимое содержание выбуренной породы	$C_{\text{доп}}$	%	Таблица 8.1 Типы и параметры буровых растворов (ИОС)	Программа промывки
Коэффициент извлечения	$K_{\text{изв}}$	доли	Приложение №1 к методике	Приложение №1 к методике
Плановое содержание коллоидной фазы	$MBT_{\text{план}}$	кг/м <sup>3</sup>	Таблица 8.1 Типы и параметры буровых растворов (ИОС)	Программа промывки
Площадь шламового амбара	$S_n$	м <sup>2</sup>	Том ПЗУ	Результаты маркшейдерской съемки (фактический обмер)

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
Среднегодовое количество атм. осадков, выпадающих в районе строения скважин	$h_0$	м	Том ООС	Том ООС
Среднегодовая испаряемость воды (жидкости), в районе строения скважин	$h_{и}$	м	Том ООС	Том ООС
Производительность котельной установки	$Q$	тн/сут	Таблица 3.5 Воды и энергоснабжение, связь и местные стройматериалы (ИОС)	Паспорт котельной
Влажность шлама на виброситах	$a_{вс}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Влажность шлама с вибросит после осушителя шлама	$a_{осуш}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Влажность шлама на ситогидроциклонной установке	$a_{сгцу}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Влажность шлама на центрифуге	$a_{цфг}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки вибросит	$\varepsilon_{вс}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки ситогидроциклонной установки	$\varepsilon_{сгцу}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки центрифуги	$\varepsilon_{цфг}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки системы очистки	$\varepsilon_{сумм}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Коэффициент повторного использования ОБР (в случае применения БХУЦ)	$K_{повт.}$		Том ИОС. Раздел «Буровые растворы»	Программа промывки
Потери на фильтрацию на сутки бурения	$\Phi$	м³/сут	Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Плотность глинистой породы	$\rho_{г.л.п.}$ $L_{г.л.п.}$	кг/м³	Приложение №3 к настоящим методическим указаниям вкладка №3	Расчет вкладки №2

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
Мощность глинистых отложений		м	Приложение №3 к настоящим методическим указаниям вкладка №3	Расчет вкладки №2
Высота буферной жидкости в затрубном пространстве при цементировании	$H_{бж}$		Том ИОС. Раздел цементирование обсадных колонн.	Отчет по бурению
Высота буферной жидкости в затрубном пространстве при установке цементного моста	$H_{уцм}$		Том ИОС. Раздел цементирование обсадных колонн.	Отчет по бурению