

УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»

от «04» сентября 2019 г. № 128

Введены в действие «04» сентября 2019 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Приказом ООО «РН-Ванкор»

от «23» сентября 2019 г. № РНВ-327/лнд

Редакция ЛНД вступила в силу с 03.06.2025.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

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

№ ПЗ-05 М-0180

ВЕРСИЯ 1 ИЗМ. 3

**МОСКВА
2019**

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
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ	38
СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД	39

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

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 и управления внутренними сервисами ПАО «НК «Роснефть» осуществляют контроль применения требований настоящих Методических указаний для определения объема образования отходов бурения на стадии заключения 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 и управления внутренними сервисами 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 и управления внутренними сервисами 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 объему 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 твердую 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 системы, 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).

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

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

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

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

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

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

$a_{\text{осуш}}$ – 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).

$$V_{\text{обр}i} = (1 - K_{\text{повт.}}) \cdot (V_{\text{бр}i} + V_{\text{бж}i} + V_{\text{уцм}i} + V_{\text{рцм}i} - V_{\text{п}i} - V_{\text{зак.ж}i} - V_{\text{ликв.ств.}i} - V_{\text{пер}i}), \text{ м}^3; \quad (10)$$

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

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

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

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

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

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

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

$V_{\text{пер}i}$ - 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).

$$V_{\text{бр}i} = V_{\text{цир}i} + V_{\text{разб}i}, \text{ м}^3 \quad (11)$$

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

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

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

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

V_{ci} - объем скважины, м^3 ;

$V_{\text{пи}}$ - объем потерь, бурового раствора на системе очистки и на фильтрацию, 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 объем скважины меньше, чем требуемый для поддержания циркуляции объем бурового раствора на поверхности, необходимо учитывать минимальный объем бурового раствора на поверхности. В этом случае формула (12) примет следующий вид:

$$V_{\text{цирi}} = V_{\text{ci}} + V_{\text{пи}} + V_{\text{повi}}, \text{ м}^3 \quad (13)$$

$V_{\text{повi}}$ – минимальный объем бурового раствора на поверхности, 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 объем бурового раствора на поверхности $V_{\text{повi}}$ определяется проектной документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения $V_{\text{повi}}$ принимается согласно фактическим данным.

Объем скважины рассчитывается по формуле (14).

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

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

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

D_i - диаметр долота, мм;

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

$$D_{\text{вноки-1}} = D_{\text{нароки-1}} - 2h_{\text{сти-1}}, \text{ м} \quad (15)$$

$D_{\text{нарок}i-1}$ - 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 объёмное содержание твердой фазы, %.

Плановое объёмное 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.

Объёмное 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 объёмное содержание твердой фазы, %.

В случае утяжеления бурового раствора одним утяжелителем, расчетное объёмное 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/см³;

$\rho_{тех.вода}$ - плотность технической воды, г/см³;

$\rho_{утяж}$ - плотность утяжелителя, г/см³;

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

$$ТФ_{расч} = \frac{\rho_{БРпром\phi-1} - \rho_{тех.вода}}{\rho_{утяж\phi-1} - \rho_{тех.вода}} + \frac{\rho_{БРпром\phi} - \rho_{БРпром\phi-1}}{\rho_{утяж\phi} - \rho_{БРпром\phi-1}} + \dots + \frac{\rho_{БР} - \rho_{БРпром\phi}}{\rho_{утяж\phi} - \rho_{БРпром\phi}}, \% \quad (19)$$

$\rho_{БР}$ - конечная плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{БРпром\phi}$ - промежуточная плотность бурового раствора после утяжеления одним утяжелителем г/см³;

$\rho_{тех.вода}$ - плотность технической воды, г/см³;

$\rho_{утяж1}$ - плотность первого утяжелителя, г/см³;

$\rho_{утяж\phi}$ - плотность второго утяжелителя, г/см³;

ϕ - 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:

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

$\theta_{соль}$ - 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).

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

$C_{нарi}$ - объемное содержание выбуренной породы в буровом растворе до разбавления, %;

$C_{допi}$ – допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе, %.

Допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе $C_{допi}$ определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения $C_{допi}$ 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.

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

$$C_{нарi} = (1 - \varepsilon_{сумм}) \cdot \frac{V_{впi}}{V_{цирi}} \cdot 100\%, \% \quad (21)$$

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

$$V_{разбi} = \frac{(\rho_{кон} - \rho_{план})(V_{цирi} + (1 - \varepsilon_{общ})V_{впi})}{\rho_{план}}, \text{ м}^3 \quad (22)$$

$\rho_{кон}$ – конечная плотность бурового раствора в конце интервала бурения, г/см³;

$\rho_{план}$ – плановая плотность бурового раствора, г/см³;

Плановая плотность бурового раствора $\rho_{план}$ 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 $\rho_{кон}$ рассчитывается по формуле (23).

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

$\overline{\rho_{вп}}$ – средневзвешенная плотность пород, слагающих геологический разрез ствола скважины, г/см³.

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

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

$\rho_{впj}$ – плотность породы, слагающей геологический разрез интервала бурения, г/см³;

$L_{впj}$ – 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).

$$V_{разбi} = \frac{(MBT_{ожидi} - MBT_{планi})}{MBT_{планi}} V_{цирi}, \text{ м}^3 \quad (25)$$

$MBT_{ожидi}$ – ожидаемая концентрация активной коллоидной фазы, кг/м³;

$MBT_{планi}$ – максимально допустимое содержание глинистой коллоидной фазы, кг/м³.

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

$$MBT_{ожидi} = \frac{M_{ггпдиспi}}{V_{цирi}}, \text{ кг/м}^3 \quad (26)$$

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

В случае если величина допустимого содержания коллоидной фазы $MBT_{планi}$ 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).

$$M_{ггпдиспi} = (1 - K_{извi}) \cdot M_{ггпнеудi}, \text{ кг} \quad (27)$$

$M_{ггпдиспi}$ – масса глинистой породы перешедшая в коллоидную фазу, кг;

$K_{извi}$ – 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).

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

$\rho_{ггпi}$ – плотность глинистой породы, кг/м³;

$V_{ггпнеудi}$ – объем глинистой породы, м³.

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

Объём 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;

Объём 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 № П2-05.01 ТТР-1208 «Крепление скважин» в случае, когда протяженность открытого ствола менее 300 м, за высоту буферной жидкости принимается протяженность открытого ствола.

Объём 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.

Объём 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/разбуривания цементного моста и разбуривания 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).

$$V_{\text{рцмі}} = \frac{\pi D_{\text{внокі-1}}^2}{4} L_{\text{оки-1}} + \frac{\kappa \pi D_{\text{долі-1}}^2}{4} L_{\text{срезкаи}} + 20 \text{ м}^3 \quad (33)$$

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

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

В случае применения РУО, после разбуривания цементного стакана/моста значение $V_{\text{рцмс}i}$ 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).

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

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

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

Объем потерь бурового раствора рассчитывается по формуле (35).

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

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

$V_{\text{пф}i}$ - объем потерь бурового раствора на фильтрацию, м^3 .

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).

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

Φ_i -коэффициент потерь на фильтрацию за сутки строительства скважины в интервале бурения, $\text{м}^3/\text{сут.}$;

$T_{\text{стр}i}$ -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).

$$V_{\text{зак.ж.і}} = \frac{\pi(D_{\text{доі}}^2 - D_{\text{нарокі}}^2)}{4} \cdot H_{\text{под.ц.і}}, \text{ м}^3 \quad (37)$$

$H_{\text{под.ц.і}}$ – 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).

$$V_{\text{зак.бр.і}} = \frac{\pi(D_{\text{доі}}^2 - D_{\text{нарокі}}^2)}{4} \cdot (H_{\text{под.ц.і}} - H_{\text{бж.і}}), \text{ м}^3 \quad (38)$$

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

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

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.

$$V_{\text{бсв.і}} = 0,16(V_{\text{атм}} + V_{\text{тех.і}}), \text{ м}^3 \quad (40)$$

$V_{\text{тех.і}}$ - объём технической воды, необходимой на технологические нужды, м^3 ;

V_a - объём атмосферных осадков, м^3 ;

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).

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

$V_{\text{ц.а.і}}$ – объём воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементировочных агрегатов, м^3 ;

$V_{емкi}$ - объём технической воды для помывки емкостного парка, $м^3$;

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 $V_{ЦА}$ - постоянная величина, согласно обработке статистических данных (Приложение 3, Таблица 10) при эксплуатационном бурении $10 м^3$, при зарезки боковых стволов – $5 м^3$ на каждую операцию цементирования.

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

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

η – количество технологических емкостей в емкостном парке.

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

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

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

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

V_a - объём атмосферных осадков, попадающих в накопитель за весь период бурения, $м^3$;

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

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

$$V_a = \frac{S_n \cdot h_0 \cdot T_{строит}}{30}, м^3 \quad (44)$$

S_n – площадь накопителя отходов, $м^2$;

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

$T_{строит}$ - 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).

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

h_n — среднемесячная испаряемость воды (жидкости), в районе строения скважин, м.

Среднемесячная испаряемость воды (жидкости) в районе строения скважин h_n , 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_n не проводится.

В случае использования безамбарной технологии бурения, объем 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 определенных 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 твердой 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 объем отходов бурения можно разделить на жидкую и твердую фазы, формула (46).

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

i - интервал бурения;

n - количество интервалов бурения;

$V_{ТФі}$ - объём твёрдой фазы, $м^3$;

$V_{ЖФі}$ - объём жидкой фазы, $м^3$.

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

$$V_{ТФі} = V_{впі} + ТФ_{расчі} (V_{брі} + V_{рцмі} - V_{зак.брі} - V_{пері} - V_{фі} - V_{ликв.ств.і}) \cdot M^3 \quad (47)$$

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

$$V_{ЖФі} = V_{бсві} + (100 - ТФ_{расчі}) \cdot (V_{брі} + V_{рцмі} - V_{пері} - V_{пфі} - V_{ликв.ств.і}) + V_{бжі} + V_{уцмі} - V_{зак.ж.і} \cdot M^3 \quad (48)$$

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 № П2-05.01 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		ХВОСТОВИК
1	2	3	4	5		7
1	Вибросита	0,40	0,50	0,55		0,67
2	СГЦУ	0,30	0,25	0,20		0,10
3	Центрифуга	0,00	0,10	0,10		0,20
4	Общая	0,58	0,66	0,68		0,76

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%
1,33	18,63%	1,76	33,26%	2,19	47,88%

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
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%		
1,58	27,13%	2,01	41,76%		

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
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/см³.

Таблица 9
Плотности солевых растворов

NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м ³		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м ³	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³
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
107,1	1,0707	106,33	1,0633
130,3	1,0857	129,22	1,0768

NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м ³		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м ³	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³
1	2	1	2
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 ₂ – плотность = 2150 кг/м ³		MgCl ₂ – плотность = 2316 кг/м ³	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м ³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см ³
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		
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, м ³	
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	$H_{\text{под.ц}}_i$	м	Таблица 10.8 Общие сведения о цементировании обсадных колонн (ИОС)	Отчет по бурению
Глубина срезки с цементного моста	$L_{\text{срезка}i}$	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 (ИОС)	Отчет по бурению

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
Количество цементных стаканов и цементных мостов	Π_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 ³	Таблица 8.2 Ожидаемая потребность в буровом растворе (ИОС)	Отчет по бурению
Объем переведенный на следующий интервал	$V_{\text{пер}}$	м ³	Таблица 8.2 Ожидаемая потребность в буровом растворе (ИОС)	Суточные или итоговый рапорта
Плановая плотность бурового раствора	$\rho_{\text{план}}$	г/см ³	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	$M\text{BT}_{\text{план}}$	кг/м ³	Таблица 8.1 Типы и параметры буровых растворов (ИОС)	Программа промывки
Площадь шламового амбара	S_n	м ²	Том ПЗУ	Результаты маркшейдерской съемки (фактический обмер)
Среднегодовое количество атм. осадков, выпадающих в районе	h_0	м	Том ООС	Том ООС

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
строения скважин				
Среднегодовая испаряемость воды (жидкости), в районе строения скважин	$h_{и}$	м	Том ООС	Том ООС
Производительность котельной установки	Q	тн/сут	Таблица 3.5 Водо 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	Φ	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 вкладка №2
Мощность глинистых отложений		м	Приложение №3 к настоящим методическим указаниям вкладка №3	Расчет вкладка №2

ПОКАЗАТЕЛИ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ЕД. ИЗМ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	ИСТОЧНИК ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФАКТИЧЕСКОМ УЧЕТЕ
1	2	3	4	5
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

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ И ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ

ВЫПИСКА ИЗ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ	— этап строительства скважины, включающий в себя комплекс работ, связанный с проводкой и креплением ствола скважины, а также с испытанием скважины в процессе бурения.
БУРОВАЯ СТОЧНАЯ ВОДА	— отход, включающий в себя жидкую фракцию, образующуюся в процессе выполнения различных технологических операций в рамках бурения, которая может быть загрязнена буровым раствором и/или его компонентами, выбуренной породой и/или нефтепродуктами, а также другими загрязняющими веществами.
БУРОВОЙ ШЛАМ	— отход, включающий в себя смесь выбуренной породы и части отработанного бурового раствора, удаляемый из циркуляционной системы буровой установки различными очистными устройствами.
ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)	— хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.
ОТРАБОТАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР	— отход, включающий в себя буровой раствор, исключаемый из технологических процессов строительства скважин, который не подлежит повторному использованию и дополнительной очистке.

ТЕРМИНЫ ИЗ ВНЕШНИХ ДОКУМЕНТОВ¹

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОТХОДОВ	— деятельность, связанная с определением принадлежности данного объекта к отходам того или иного вида, сопровождающаяся установлением данных о его опасных, ресурсных, технологических и других характеристиках [ГОСТ 30772-2001].
ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	— совокупность текстовых и графических документов, определяющих архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические и иные решения проектируемого здания (сооружения), состав которых необходим для оценки соответствия принятых решений заданию на проектирование, требованиям технических регламентов и документов в области стандартизации и достаточен для разработки рабочей документации для строительства [ГОСТ 21.001-2013].

¹ Под внешними документами понимаются нормативные правовые акты, технические регламенты (Таможенного союза и Евразийского экономического союза), национальные стандарты и правила стандартизации, международные стандарты, региональные стандарты, региональные своды правил, межгосударственные стандарты, стандарты иностранных государств, иные внешние документы аналогичного статуса.

СПРАВОЧНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ. ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ ЛНД

ВЕРСИЯ/ ИЗМЕНЕНИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»			КРАТКАЯ АННОТАЦИЯ	ДАТА И РЕКВИЗИТЫ РД [ООО «РН-БАНКОР»]	
	УТВЕРЖДЕНИЯ	ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ		ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ (ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ)	УТРАТЫ СИЛЫ
1.00	04.09.2019 приказ от 04.09.2019 № 128	04.09.2019 приказ от 04.09.2019 № 128	17.03.2022	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	23.09.2019 Приказ от 23.09.2019 № РНВ-327/лнд	31.03.2022
Изм. 1	17.03.2022 приказ от 17.03.2022 № 132	17.03.2022 приказ от 17.03.2022 № 132	24.05.2023	В Методические указания Компании внесены следующие основные изменения: - изменен расчет объема буровых сточных вод; - изменен расчет объема отработанного бурового раствора; - актуализированы наименования структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с организационно-штатными изменениями	31.03.2022 Приказ от 31.03.2022 № РНВ-147/лнд	07.06.2023
Изм. 2	24.05.2023 приказ от 24.05.2023 № 242	24.05.2023 приказ от 24.05.2023 № 242	03.06.2025	Проведена техническая актуализация в части: 1) внесения изменений в раздел «Термины и определения»; 2) замены наименования структурного подразделения в связи с организационно-штатными изменениями; 3) актуализации ссылочной базы; 4) приведения оформления титульного листа, колонтитулов, ссылок в соответствие с требованиями Методических указаний Компании № ПЗ-12.02 М-0001 «Подготовка локальных нормативных документов» версия 2	07.06.2023 Приказ от 07.06.2023 № РНВ-201/лнд	18.06.2025
Изм. 3	03.06.2025 приказ от 03.06.2025 № 00178-25	03.06.2025 приказ от 03.06.2025 № 00178-25		Проведена техническая актуализация в части замены по тексту ЛНД упраздненного наименования структурного подразделения «Департамент бурения» на «Департамент бурения и управления внутренними сервисами» в связи с организационно-штатными изменениями	18.06.2025 Приказ от 18.06.2025 № РНВ-173/лнд	