

УТВЕРЖДЕНЫ

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»

от «04» сентября 2019 г. № 128

Введены в действие «04» сентября 2019 г.

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ

Приказом АО «Востсибнефтегаз»

от «02» октября 2019 г. №1319

Вступили в силу «02» октября 2019 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ

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

№ ПЗ-05 М-0180

ВЕРСИЯ 1.00

**МОСКВА
2019**

СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
НАЗНАЧЕНИЕ	3
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ	5
1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
2. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ	9
3.1. РАСЧЕТ ОБЪЕМА БУРОВОГО ШЛАМА	9
3.2. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ОТРАБОТАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА	11
3.3. РАСЧЁТ ОБЪЁМА РАЗБАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	12
3.4. РАСЧЕТ ОБЪЁМА БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД	19
3.5. РАЗДЕЛЕНИЕ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ НА ТВЕРДУЮ И ЖИДКУЮ ФАЗЫ	22
4. ССЫЛКИ	24
5. БИБЛИОГРАФИЯ	26
ПРИЛОЖЕНИЯ	27

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 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;
- Политики Компании «В области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» № ПЗ-05 П-11;
- Стандарта Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084;
- Методических указаний Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024;
- Технологической инструкции Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208.

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 ПАО «НК «Роснефть», Департамент строительства скважин ПАО «НК «Роснефть» осуществляют контроль 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 ПАО «НК «Роснефть», Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в нефтесервисе ПАО «НК «Роснефть» и Департамент строительства скважин 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 ПАО «НК «Роснефть»;
- Департамента промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в нефтесервисе ПАО «НК «Роснефть»;
- Департаментом строительства скважин ПАО «НК «Роснефть»;
- иных структурных подразделений ПАО «НК «Роснефть»;
- Подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, зарегистрированных в Российской Федерации (за исключением обществ, по которым приняты решения о реализации процедур ликвидации, банкротства), осуществляющих деятельность по поиску и разведке, добыче нефти и газа, оказывающих сервисные услуги по ремонту, монтажу технологического оборудования и строительству скважин, в отношении которых Уставами Обществ, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом,

задействованными в процессе расчета объемов образования отходов бурения (бурового шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод), в части образования твердой и жидкой фаз.

Настоящие Методические указания носят рекомендательный характер для исполнения работниками иных Обществ Группы, не являющихся Подконтрольными ПАО «НК «Роснефть» Обществами Группы.

Требования Методических указаний становятся обязательными для исполнения в Подконтрольном ПАО «НК «Роснефть» Обществе Группы, а также ином Обществе Группы, после их введения в действие в Обществе Группы в соответствии с Уставом Общества Группы, с учетом специфики условий договоров или соглашений о совместной деятельности и в установленном в Обществе Группы порядке.

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.

Распорядительные, локальные нормативные и иные внутренние документы не должны противоречить настоящим Методическим указаниям.

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящие Методические указания являются локальным нормативным документом постоянного действия.

Настоящие Методические указания утверждаются, вводятся в действие, изменяются и признаются утратившим силу в ПАО «НК «Роснефть» на основании распоряжения ПАО «НК «Роснефть».

Инициаторами внесения изменений в Положение являются Департамент промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче ПАО «НК «Роснефть», а также иные структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы по согласованию с Департаментом промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче ПАО «НК «Роснефть».

Изменения в Методические указания вносятся в случаях: изменения законодательства Российской Федерации в области охраны окружающей среды, изменения организационной структуры или полномочий руководителей и т.п.

1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 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.

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.

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].

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

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 шлам, а также для химического усиления при очистке бурового раствора.

БУРОВОЙ ШЛАМ - смесь выбуренной породы и части отработанного бурового раствора, удаляемая из циркуляционной системы буровой установки различными очистными устройствами.

БУРОВЫЕ СТОЧНЫЕ ВОДЫ (БСВ) - воды, формирующиеся в процессе выполнения различных технологических операций, загрязненные буровым раствором и его компонентами, выбуренной породой и нефтепродуктами, а так же содержащие атмосферные осадки и конденсат.

ВИБРОСИТО – оборудование в системе очистки бурового раствора, используемое при бурении скважины, способное удалять частицы шлама размером более 74 мкм.

КОАГУЛЯЦИЯ – самопроизвольный 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 и прочие сооружения 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.

ОТРАБОТАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР - буровой раствор, исключаемый из технологических процессов строительства скважин, который не подлежит повторному использованию.

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.

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.

ОБЩЕСТВО ГРУППЫ - хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями или долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

ОБР - отработанные буровые растворы.

ООС – 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 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 6](#).

Рекомендуемая форма для расчета объемов образования отходов бурения таблица приведена в [Приложении 3](#).

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).

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

$V_{впi}$ - объем выбуренной горной породы, $м^3$;

$V_{псоi}$ - объем потерь бурового раствора на системе очистки бурового раствора, $м^3$;

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

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).

$$V_{псоi} = V_{пвсi} + V_{псгццy i} + V_{пцфгi}, м^3 \quad (4)$$

$V_{пвсi}$ – объём потерь бурового раствора на линейных выброситах, представляющих первую ступень системы очистки (далее выбросита), $м^3$;

$V_{псгццy i}$ – объём потерь бурового раствора на ситогидроциклонной установке, $м^3$;

$V_{пцфгi}$ – объём потерь бурового раствора на центрифуге, $м^3$.

$$V_{пвсi} = a_{вс} \cdot \varepsilon_{вс} \cdot V_{впi}, м^3 \quad (5)$$

$$V_{псгццy i} = a_{сгццy} \cdot \varepsilon_{сгццy} \cdot (1 - \varepsilon_{вс}) \cdot V_{впi}, м^3 \quad (6)$$

$$V_{пцфгi} = a_{цфг} \cdot \varepsilon_{цфг} \cdot (1 - \varepsilon_{вс} - (1 - \varepsilon_{вс}) \cdot \varepsilon_{сгццy}) \cdot V_{впi}, м^3 \quad (7)$$

$\varepsilon_{вс}$ - степень очистки выбросита;

$\varepsilon_{сгццy}$ - степень очистки ситогидроциклонной установки;

$\varepsilon_{цфг}$ - степень очистки центрифуги;

$a_{вс}$ – коэффициент влажности выбуренной породы выбросита;

$a_{сгццy}$ – коэффициент влажности выбуренной породы ситогидроциклонной установки;

$a_{цфг}$ – 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):

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

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

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

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

$a_{\text{осуш.}}$ – 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).

$$V_{\text{обрі}} = (1 - K_{\text{повт.}}) \cdot (V_{\text{брі}} + V_{\text{бжі}} + V_{\text{уцмі}} + V_{\text{рцмі}} - V_{\text{пі}} - V_{\text{зак.ж.і}} - V_{\text{ликв.ств.і}} - V_{\text{пері}}), \text{ м}^3; \quad (10)$$

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

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

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

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

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

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

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

$V_{\text{пері}}$ - 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.

Объем бурового раствора для интервала бурения рассчитывается по формуле (11).

$$V_{\text{брі}} = V_{\text{цирі}} + V_{\text{разбі.}}, \text{ м}^3 \quad (11)$$

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

$V_{\text{разбі.}}$ – объём бурового раствора для разбавления, 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_{ci} - объём скважины, м^3 ;

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

В соответствии с пунктом 217 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 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, м^3 .

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.

Объём 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).

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

$D_{\text{нарок}i-1}$ - 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 (т.е. утилизация в данном случае не производится).

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).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$\rho_{\text{утяжф}}$ - плотность второго утяжелителя, г/см³;

φ - количество утяжелителей; $\varphi = (2;k)$

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:

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

$\theta_{\text{соль}}$ - концентрация соли;

$\rho_{\text{соль}}$ - 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).

$$V_{\text{разб1}} = \frac{C_{\text{нар1}} - C_{\text{доп1}}}{C_{\text{доп1}}} V_{\text{цир1}}, \text{ м}^3 \quad (20)$$

$C_{\text{нар1}}$ - объемное содержание выбуренной породы в буровом растворе до разбавления, %;

$C_{\text{доп1}}$ - допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе, %.

Допустимое содержание выбуренной породы в буровом растворе $C_{\text{доп1}}$ определяется проектной или рабочей документацией на строительство скважины. При фактическом подсчете объемов отходов бурения $C_{\text{доп1}}$ 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).

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

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/см³;

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

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/см³.

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/см³;

$L_{\text{вп}j}$ – 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).

$$V_{\text{разбі}} = \frac{(MBT_{\text{ожи́ді}} - MBT_{\text{плані}})}{MBT_{\text{плані}}} V_{\text{цирі}}, \text{ м}^3 \quad (25)$$

$MBT_{\text{ожи́ді}}$ – ожидаемая концентрация активной коллоидной фазы, кг/м^3 ;

$MBT_{\text{плані}}$ – максимально допустимое содержание глинистой коллоидной фазы, кг/м^3 .

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

$$MBT_{\text{ожи́ді}} = \frac{M_{\text{глпдиспі}}}{V_{\text{цирі}}}, \text{ кг/м}^3 \quad (26)$$

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

В случае если величина допустимого содержания коллоидной фазы $MBT_{\text{плані}}$ 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).

$$M_{\text{глпдиспі}} = (1 - K_{\text{изві}}) \cdot M_{\text{глпнеуді}}, \text{ кг} \quad (27)$$

$M_{\text{глпдиспі}}$ – масса глинистой породы перешедшая в коллоидную фазу, кг ;

$K_{\text{изві}}$ – 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, кг/м^3 ;

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

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).

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

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

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

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

Согласно Технологической инструкции Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208 в случае, когда протяженность открытого ствола менее 300 м, за высоту бурфленной жидкости принимается протяженность открытого ствола.

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

$$V_{\text{бжл}} = \frac{\pi (k D_{\text{доли}}^2 - D_{\text{нароки}}^2)}{4} H_{\text{бжл}}, \text{ м}^3 \quad (31)$$

$D_{\text{нароки}}$ – внешний диаметр цементируемой на данном интервале обсадной колонны, м;
 $H_{\text{бжл}}$ – высота бурфленной жидкости в затрубном пространстве при цементировании, м.

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

$$V_{\text{уцм}} = \frac{\pi (k D_{\text{доли}}^2 - D_{\text{инстри}}^2)}{4} H_{\text{уцм}}, \text{ м}^3 \quad (32)$$

$D_{\text{инстри}}$ – внешний диаметр бурильного инструмента при установке цементного моста, м;
 $H_{\text{уцм}}$ – высота бурфленной 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).

$$V_{\text{рцм}} = \frac{\pi D_{\text{внок}}^2}{4} L_{\text{ок-1}} + \frac{\kappa \pi D_{\text{доли}}^2}{4} L_{\text{срезка}} + 20 \text{ м}^3 \quad (33)$$

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

Величина объема на поверхности 20 м³ – усредненный минимальный объем для поддержания циркуляции и нормальной работы буровых насосов для большинства буровых установок.

В случае применения РУО, утилизация бурового раствора после разбурирования цементного стакана/моста не производится и значение $V_{\text{рцм}}$ не рассчитывается.

Объем бурового раствора, переведенный на следующий интервал $V_{\text{пер}}$ 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 $V_{\text{доступі}}$.

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

$$V_{\text{доступі}} = V_{\text{брі}} - V_{\text{пі}} - V_{\text{ликв.ств.і}} - V_{\text{зак.брі}}, \text{ м}^3 \quad (34)$$

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

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

Объем потерь бурового раствора рассчитывается по формуле (35).

$$V_{\text{пі}} = V_{\text{псі}} + V_{\text{пфі}}, \text{ м}^3 \quad (35)$$

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

$V_{\text{пфі}}$ - 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).

$$V_{\text{пфі}} = \Phi_i \cdot T_{\text{стрі}}, \text{ м}^3 \quad (36)$$

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

$T_{\text{стрі}}$ - 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).

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

$H_{\text{под.ц.і}}$ - 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).

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

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

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

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 конденсата, образующийся при использовании котельной.

$$V_{\text{бсві}} = V_{\text{техі}} + V_{\text{конд.і}} + V_{\text{атм}}, \text{ м}^3 \quad (40)$$

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

$V_{\text{конд.і}}$ - объём утилизируемого конденсата от котельной, м^3 ;

V_a - объём атмосферных осадков, м^3 ;

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

$$V_{\text{техі}} = \sum_{i=1}^p V_{\text{цаі}} + \sum_{j=1}^x V_{\text{емкі}}, \text{ м}^3 \quad (41)$$

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

$V_{\text{емкі}}$ - 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 $V_{\text{ца}}$ - постоянная величина, согласно обработке статистических данных ([Приложение 4](#), Таблица 10) 10 м^3 на каждую операцию цементирования.

В случае если неизвестен тип буровой установки, объем технической воды для помывки емкостного парка рассчитывается по формуле (42).

$$V_{\text{емкi}} = 0,1 \cdot V_{\text{бpи}}, \text{ м}^3 \quad (42)$$

0,1- коэффициент пропорциональности, характеризующий зависимость объема технической воды для помывки емкостей от объема бурового раствора для интервала бурения ([Приложение 5](#), таблица 11).

В случае если известен тип применяемой буровой установки, объем технической воды для помывки емкостного парка необходимо рассчитывать по формуле (43).

$$V_{\text{емкi}} = 10 \cdot \eta, \text{ м}^3 \quad (43)$$

η – количество технологических емкостей в емкостном парке.

В случае если неизвестен сезон строительства скважины и время работы котельной установки, объем конденсата, утилизируемого при использовании котельной, рассчитывается по формуле (44).

$$V_{\text{конд.кот.}} = \frac{T_{\text{отоп}}}{T} \cdot V_{\text{удельн.}} \cdot T_{\text{стри}}, \text{ м}^3 \quad (44)$$

$V_{\text{удельн.}}$ - удельный объем конденсата, производимый котельной за сутки работы, $\text{м}^3/\text{сут}$;

T - количество суток в году, сут;

$T_{\text{отоп}}$ - количество суток отопительного периода в году, сут;

$T_{\text{стри}}$ - количество суток для строительства интервала, сут;

В случае если известен сезон строительства скважины и время работы котельной установки, объем конденсата, утилизируемого при использовании котельной, рассчитывается по формуле (45).

$$V_{\text{конд.котел.}} = T_{\text{котел.}} \cdot V_{\text{удельн.}}, \text{ м}^3 \quad (45)$$

$T_{\text{котел.}}$ - время работы котельной установки, сут;

Удельный объем конденсата, производимый котельной за сутки работы, рассчитывается по формуле (46).

$$V_{\text{удельн.}} = Q \cdot 1000 / \rho_{\text{воды}}, \text{ м}^3 \quad (46)$$

Q – производительность пара котельной установки, тн/сут ;

$\rho_{\text{воды}}$ – плотность воды, 1000 кг/м^3 ;

Производительности основных типов котельных установок приведены в [Приложении 7](#) (таблица 12).

В случае использования оборотной системы водоснабжения котельной установки, объем конденсата, утилизируемого при работе котельной, рассчитывается по формуле (47).

$$V_{\text{конд.кот.утил.}} = (1 - K_{\text{повт.котел.}}) \cdot V_{\text{конд.котел.}}, \text{ м}^3 \quad (47)$$

$K_{\text{повт.котел.}}$ – коэффициент повторного использования конденсата;

В случае применения оборотной системы водоснабжения котельной установки, необходимо применить коэффициент повторного использования конденсата - $K_{\text{повт.котел.}}$ в соответствии с проектными данными либо технической документацией на применяемое оборудование. В случае если фактическое процентное отношению повторно используемого конденсата от котельной неизвестно, $K_{\text{повт.котел.}}$ принимается равным нулю.

Примечание: хранение и дальнейшее использование конденсата котельной в различных целях, без попадания конденсата в накопитель отходов бурения, также является оборотной системой.

Объем атмосферных осадков, попадающих в накопитель, рассчитывается по формуле (48).

$$V_{\text{атм}} = V_{\text{а}} - V_{\text{исп}}, \text{ м}^{3*} \quad (48)$$

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

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

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

Объем атмосферных осадков, попадающих в накопитель за весь период бурения, рассчитывается по формуле (49).

$$V_{\text{а}} = \frac{S_{\text{н}} \cdot h_0 \cdot T_{\text{строит}}}{30}, \text{ м}^3 \quad (49)$$

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

h_0 – среднемесячное 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.

Объем испарения воды (жидкости) с поверхности накопителя, рассчитывается по формуле (50).

$$V_{\text{исп}} = \frac{S_n \cdot h_n \cdot T_{\text{строит}}}{30}, \text{ м}^3 \quad (50)$$

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 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 объем отходов бурения можно разделить на жидкую и твердую фазы, формула (51).

$$V_{\text{ОБ}} = \sum_{i=1}^n (V_{\text{ТФ}i} + V_{\text{ЖФ}i}) \cdot \text{м}^3 \quad (51)$$

i - интервал бурения;

n – количество интервалов бурения;

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

$V_{ж\Phi i}$ - объём жидкой фазы, м³.

Объём отходов бурения в виде твердой фазы рассчитывается по формуле (52):

$$V_{Т\Phi i} = V_{в\pi i} + T\Phi_{расч i} (V_{б\pi i} + V_{рцм i} - V_{зак.б\pi i} - V_{пер i} - V_{\Phi i} - V_{ликв.ств. i}) \cdot M^3 \quad (52)$$

Объём отходов бурения в виде жидкой фазы можно рассчитать по формуле (53):

$$V_{ж\Phi i} = V_{бсв i} + (100 - T\Phi_{расч i}) \cdot (V_{б\pi i} + V_{рцм i} - V_{пер i} - V_{п\Phi i} - V_{ликв.ств. i}) + V_{бж i} + V_{уцм i} - V_{зак.ж. i} \cdot M^3 \quad (53)$$

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 Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
4. ГОСТ 30772-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения.
5. ГОСТ 21.001-2013 Система проектной документации для строительства. Общие положения.
6. ГОСТ Р 53241-2008 Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны.
7. РД 39-3-819-91 Методические указания по определению объемов отработанных бурительных растворов и шламов при строительстве скважин.
8. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
9. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородосодержащих».
10. Федеральный классификационный каталог отходов, утвержденный приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242.
11. Политика Компании «В области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» № ПЗ-05 П-11 версия 1.00, утвержденная решением Совета директоров ПАО «НК «Роснефть» 25.10.2018 (протокол от 29.10.2018 № 10), введенная в действие приказом ПАО «НК «Роснефть» от 10.12.2018 № 788.
12. Стандарт Компании «Управление отходами» № ПЗ-05 С-0084 версия 4.00, утвержденный решением Правления ПАО «НК «Роснефть» 14.07.2017 (протокол от 14.07.2017 № Пр-ИС-24п), введенный в действие приказом ПАО «НК «Роснефть» от 28.09.2017 № 562.
13. Методические указания Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 06.06.2016 № 287.
14. Технологическая инструкция Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208 версия 1.00, утвержденная приказом ОАО «НК «Роснефть» от 23.05.2016 № 240.

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	Таблица для расчета объемов отходов бурения	Приложено отдельным файлом в формате Excel
4	Обработка статистических данных по объемам воды, загрязненной цементным раствором при промывке линий цементирующего агрегата	Включено в настоящий файл
5	Анализ зависимости потребных объемов технической воды для помывки емкостного парка	Включено в настоящий файл
6	Перечень исходных данных, необходимых для проведения расчета	Включено в настоящий файл
7	Производительности котельных установок	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	ХВОСТОВИК
1	2	3	4	5	6	7
1	Вибросита	0,40	0,50	0,55	0,62	0,67
2	СГЦУ	0,30	0,25	0,20	0,16	0,10
3	Центрифуга	0,00	0,10	0,10	0,12	0,20
4	Общая	0,58	0,66	0,68	0,72	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
Хлоркалийевый	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%
1,22	13,75%

УТЯЖЕЛЕНИЕ КАРБОНАТОМ КАЛЬЦИЯ	
ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2
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%
1,34	18,97%	1,77	33,60%	2,2	48,22%
1,35	19,31%	1,78	33,94%		

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ КОМПАНИИ «РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ (В ЧАСТИ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДОЙ И ЖИДКОЙ ФАЗ)»

№ ПЗ-05 М-0180 ВЕРСИЯ 1.00

СПРАВОЧНО. ВЫГРУЖЕНО ИЗ ИСС "НОБ" АО "ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ": 15.01.2021 11:26

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
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%		
1,59	27,47%	2,02	42,10%		
1,6	27,81%	2,03	42,44%		
1,61	28,15%	2,04	42,78%		

УТЯЖЕЛЕНИЕ БАРИТОМ					
ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ	ПЛОТНОСТЬ	ТФ
1	2	1	2	1	2
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
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

NaCl - ПЛОТНОСТЬ = 2160 кг/м³		KCl - ПЛОТНОСТЬ = 1980 кг/м³	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см³	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см³
1	2	1	2
256,1	1,164	252,43	1,1474
283,3	1,1804	278,95	1,1623
311,3	1,1972		
CaCl₂ – плотность = 2150 кг/м³		MgCl₂ – плотность = 2316 кг/м³	
КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см³	КОНЦЕНТРАЦИЯ СОЛИ, кг/м³	ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА, г/см³
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 4. 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 5. АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ ПОТРЕБНЫХ ОБЪЕМОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ ДЛЯ ПОМЫВКИ ЕМКОСТНОГО ПАРКА

Таблица 11

Результаты анализа зависимости потребных объемов технической воды для помывки емкостного парка

№ П/П	ОГ	ПОТРЕБНОЕ КОЛИЧЕСТВО БР, м ³	ПОТРЕБНЫЙ ОБЪЕМ ВОДЫ ДЛЯ ПОМЫВКИ ЕМКОСТЕЙ, м ³	ОТНОШЕНИЕ ПОТРЕБНОГО ОБЪЕМА ВОДЫ ДЛЯ ПОМЫВКИ ЕМКОСТЕЙ К ПОТРЕБНОМУ ОБЪЕМУ БР
1	2	3	4	5
1	АО «Востсибнефтегаз»	791	100	0,126
2	ОАО «Грознефтегаз»	2346	550	0,234
3	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	545	50	0,092
4	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	753	40	0,053
5	ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	1181	250	0,212
6	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	-	чистка без использования воды	0,000
7	ООО «Башнефть-Добыча»	319	28	0,088
8	ООО «РН-Пурнефтегаз»	812	40	0,049
	Среднее значение			0,1

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ПЕРЕЧЕНЬ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАСЧЕТА

Таблица 12
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 (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	$MVT_{\text{план}}$	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 строения скважин	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
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	$a_{цфг}$ $\varepsilon_{ве}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки вибросит			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	$\varepsilon_{цфг}$ $\varepsilon_{сумм}$		Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Степень очистки системы очистки			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	м ³ /сут	Приложение №1 к настоящим Методическим указаниям	Приложение №1
Плотность глинистой породы	$\rho_{г.л.п.}$ $L_{г.л.п.}$	кг/м ³	Приложение №3 к настоящим методическим указаниям вкладка №3	Расчет вкладки №2
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

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 установке цементного моста	$H_{уцм}$		Том ИОС. Раздел цементирование обсадных колонн.	Отчет по бурению

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Таблица 13
Производительности котельных установок

ТИП КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ	ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ, т/сут
1	2
Е-1,0М	24
Е-0,9М	21,6
ПКН-3М	72
ПКН 2М, 2Г, 2ГМ	24
Паровой котёл 2000/100 (мощность 415 кВт/ч)	10,8
Superior Boiler Works 4-X-1024-S150-WBCF-GA6 (1,03 МПа)	74,4
Superior Boiler Works 4-5-1024-S150-HF-GA6 (1,03 МПа)	74,4
Котел паровой Е-1,0-0,9М-3(Э) (0,8 МПа)	24
БПК-1ГМ	24
БПК-2ГМ	48
БПК-3ГМ	72
БПК-3,2ГМ	76,8
БПК-5ГМ	120
БПК-7,5ГМ	180