

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»
ООО «ГАЗПРОМ ИНВЕСТ»**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА БЕНТОНИТА
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ
И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ МЕТОДОМ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ**

ТОМ 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Санкт-Петербург 2016

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГИПРОТЮМЕННЕФТЕГАЗ»**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА БЕНТОНИТА
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ
И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ МЕТОДОМ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ**

ТОМ 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Директор по проектированию

В.Е. Бояркин

Главный инженер проекта

В.Ю. Лихотин



Тюмень 2016

Общество с ограниченной ответственностью
"ТК Мехстрой"

МЕТОДИКА РАСЧЕТА НОРМ РАСХОДА БЕНТОНИТА
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ
И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ МЕТОДОМ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ТОМ 1

ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ И РАСЧЕТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Первый заместитель
генерального директора



Султанов Н.Р.

Москва 2016

ПРЕДИСЛОВИЕ

1. РАЗРАБОТАНО:

ООО "ТК Мехстрой"
ПАО «Гипротюменнефтегаз»
ООО «Газпром инвест»

2. СРОК ДЕЙСТВИЯ:

На период до 01.01.2020 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Введение	6
2.	Область применения	7
3.	Нормативные ссылки	8
4.	Термины и определения	10
5.	Обозначения и сокращения.....	12
6.	Основные сведения о буровых растворах	14
6.1.	Функциональные требования к буровым растворам.....	14
6.2.	Свойства буровых растворов	14
6.2.1.	Плотность бурового раствора.....	16
6.2.2.	Содержание песка в буровом растворе	17
6.2.3.	Структурно-механические свойства бурового раствора	17
6.2.4.	Реологические свойства бурового раствора.....	20
6.2.5.	Фильтрационно-коркообразующие свойства бурового раствора	23
6.2.6.	Электрохимические свойства бурового раствора.....	23
6.2.7.	Триботехнические свойства бурового раствора	23
6.2.8.	Ингибирующая способность бурового раствора	23
6.3.	Регулирование свойств бурового раствора.....	24
6.3.1.	Кальцинированная сода	24
6.3.2.	Полианионная целлюлоза	24
6.3.3.	Частично гидролизированный полиакриламид	25
6.3.4.	Ксантановая смола	25
6.3.5.	Детергент	25
6.3.6.	Лубрикант.....	25
6.3.7.	Пеногаситель	26
7.	Расчет требуемого объема бурового раствора, количества бентонита, реагентов и объема утилизируемого шлама.....	27
7.1.	Расчет объема бурового раствора	27
7.1.1.	Расчет объема бурового раствора на механическое бурение.....	27
7.1.2.	Расчет объема бурового раствора на калибровку скважины.....	31
7.1.3.	Расчет объема бурового раствора на протаскивание трубопровода в готовую скважину	31
7.2.	Расчет количества бентонита	32
7.3.	Расчет количества реагентов.....	32
7.4.	Расчет объема утилизируемого шлама	33

8.	Примеры расчетов.....	34
8.1.	Пример 1.....	34
8.1.1.	Исходные данные.....	34
8.1.2.	Определение инженерно-геологических условий для ГНБ.....	34
8.1.3.	Определение требуемых характеристик бурового раствора и расхода глинопорошка.....	35
8.1.4.	Определение требуемого объема бурового раствора.....	37
8.1.5.	Определение требуемого количества бентонита.....	40
8.1.6.	Определение количества реагентов.....	40
8.1.7.	Определение объема утилизируемого шлама.....	41
8.2.	Пример 2.....	41
8.2.1.	Исходные данные.....	41
8.2.2.	Определение инженерно-геологических условий для ГНБ.....	41
8.2.3.	Определение требуемых характеристик бурового раствора и расхода глинопорошка.....	43
8.2.4.	Определение требуемого объема бурового раствора.....	44
8.2.5.	Определение требуемого количества буровой смеси.....	48
8.2.6.	Определение количества реагентов.....	48
8.2.7.	Определение объема утилизируемого шлама.....	49
	Приложение 1.....	50
	Технические требования к качеству глинопорошков для ГНБ.....	50
	Приложение 2.....	51
	Технические требования к параметрам буровым растворам для ГНБ.....	51
	Приложение 3.....	52
	Рекомендуемые значения статического напряжения сдвига (СНС) и динамического напряжения сдвига (τ_0) буровых растворов для ГНБ в зависимости от разновидности грунтов.....	52
	Приложение 4.....	53
	Рекомендуемые значение расхода глинопорошка (готовой буровой смеси) для ГНБ основных отечественных производителей.....	53
	Приложение 5.....	54
	Классификация грунтов в ГНБ по группам буримости и значения показателей α , β , N.....	54
	Приложение 6.....	55
	Рекомендуемые значение расхода основных реагентов к буровым растворам для ГНБ.....	55
	БИБЛИОГРАФИЯ.....	57

1. Введение

Настоящая методика (далее – Методика) разработана во исполнение пункта 1.2 Плана мероприятий РД 03-126, утвержденного заместителем Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркеловым 09.12.2015 г. и письма Департамента ПАО «Газпром» (А.Б. Скрепнюк) от 12.02.2016 №03/36/1-820.

Цель разработки Методики – оптимизация стоимости строительства подводных переходов магистральных газопроводов методом наклонно-направленного бурения, разработка основных расчетных положений объема бурового раствора и сухого бентонита для устройства подводных переходов с учетом результатов хронометражных наблюдений на объектах стройки «Система магистральных газопроводов Ухта-Торжок. II нитка (Ямал)».

В основу методики легли многочисленные материалы справочных и учебных пособий, книг, авторских статей и монографий по коллоидной химии и проектированию скважин.

Методика состоит из трех томов:

Том 1 «Основные сведения и расчетные положения» содержит основные сведения, термины и определения по буровым растворам. В томе описаны основные расчетные положения и приведены примеры инженерных расчетов.

Том 2 «Расчетные таблицы объема бурового раствора и количества бентонита» служит пособием для инженеров-проектировщиков и содержит готовые таблицы объема бурового раствора и количества бентонита, рассчитанные в соответствии с Методикой для различных диаметров и видов грунтов.

Том 3 «Обосновывающие материалы» содержит результаты апробации расчетных положений Методики с данными проведенных хронометражных наблюдений на выбранных объектах в составе стройки «Система магистральных газопроводов Ухта-Торжок. II нитка (Ямал)». В том включены обосновывающие материалы и документы, сформированные в результате хронометражных наблюдений.

2. Область применения

Методика устанавливает порядок расчета объема бурового раствора и сухого бентонита для строительства подводных переходов магистральных газопроводов методом наклонно-направленного бурения диаметром трубы от 500 мм до 1400 мм с длиной скважины от 400 м до 1500 м, а также приводит рекомендации по применению готовых сухих буровых смесей основных отечественных производителей.

Методика предназначена для применения проектными институтами, дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», а также сторонними организациями, которые выполняют по договору с ПАО «Газпром» или его дочерними обществами и организациями проектные работы, а также работы по строительству объектов ПАО «Газпром», а также иные работы, связанные с применением документов, входящих в базу нормативных документов ПАО «Газпром», если в договоре на эти работы дана соответствующая ссылка на Методику.

3. Нормативные ссылки

В настоящей Методике имеются ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ Р 56946-2016	Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания.
ГОСТ 25795-83	Сырье глинистое в производстве глинопорошков для буровых растворов. Технические условия
ГОСТ 25796.1-83	Сырье глинистое в производстве глинопорошков для буровых растворов. Метод определения выхода глинистого раствора
ГОСТ 33213-2014	Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе
ГОСТ 25100-2011	Грунты. Классификация
СТО Газпром РД 2.1-149-2005	Глинопорошки для строительства скважин. Технические требования.
СТО Газпром 2-3.2-007-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений активности водородных ионов (рН)
СТО Газпром 2-3.2-009-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений реологических параметров (пластической вязкости, динамического напряжения сдвига, показателя нелинейности, показателя консистенции, эффективной вязкости, предельного динамического напряжения сдвига) на ротационном вискозиметре марки «FANN 35A» фирмы «Varoid» (США)
СТО Газпром 2-3.2-002-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений плотности пикнометром
СТО Газпром 2-3.2-003-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений фильтрации на приборе ВМ-6
СТО Газпром 2-3.2-004-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений условной вязкости на вискозиметре ВП- 5
СТО Газпром 2-3.2-013-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений выхода глинистого раствора из глин и глинопорошков
СТО Газпром 2-3.2-014-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений общего обменного комплекса глин и щелочноземельных элементов в нем
СТО Газпром 2-3.2-015-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента коллоидальности глин и глинопорошков
СТО Газпром 2-3.2-016-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений массовой доли влаги в глинопорошках
СТО Газпром 2-3.2-017-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений тонкости помола глин, глинопорошков сухим методом
СТО Газпром 2-3.2-018-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений массовой доли песчаной фракции в глинах и глинопорошках
СТО Газпром 2-3.2-019-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений содержания свободной соды в глинопорошках
СТО Газпром 2-3.2-020-2005	Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков
СТО Газпром 2-3.2-165-2007	Компоненты буровых растворов. Входной контроль
СТО Газпром 2-3.2-106-2007	Пеногасители буровых растворов. Технические требования
СТО Газпром РД 2.1-145-2005	Полимеры на основе эфиров целлюлозы для обработки буровых растворов. Технические требования
СТО Газпром РД 2.1-146-2005	Смазочные компоненты буровых растворов. Технические требования

СТО Газпром 2-3.2-151-2007	Биополимерные компоненты буровых растворов. Технические требования
СТО Газпром 2-2.2-319-2009	Инструкция по проведению технического надзора за прокладкой подводных переходов магистральных газопроводов методом горизонтально-наклонного бурения
Р Газпром 2-3.2-254-2008	Буровые растворы на основе биополимеров. Составы и технология применения
ТУ 39-0147001-105-93	Глинопорошки для буровых растворов

4. Термины и определения

В настоящей Методике применены следующие термины.

Бентонит – глина с содержанием монтмориллонита 70-95%.

Буровой раствор – глинистая суспензия, обладающая необходимыми структурно-механическими и реологическими свойствами.

Буровой шлам – разбуренная порода, выносимая буровым раствором из скважины.

Бурение пилотной скважины – процесс создания направляющей скважины, бурение которой производится в первую очередь по заданной траектории с применением средств навигации и позиционирования.

Выход бурового раствора (м³/т) – объем глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученный из 1 тонны глинопорошка.

Водородный показатель – величина, характеризующая концентрацию в буровом растворе ионов водорода и определяющая степень кислотности или щелочности бурового раствора.

Глина – связная нецементированная осадочная порода, состоящая из глинистых минералов и обладающая коллоидными размерами частиц (не более 1 мкм), гидрофильностью, способностью к адсорбции, ионному обмену, набуханию и проявлению упруго-вязкопластичных и тиксотропных свойств в суспензиях.

Глинистая суспензия – дисперсная система, состоящая из жидкой дисперсной среды (воды) и твердой фазы (бентонита).

Глинопорошок – высушенный и измельченный бентонит с добавками или без химических добавок.

Готовая буровая смесь – смесь глинопорошка с различными полимерными добавками («готовая смесь в одном мешке»), применяемая для приготовления бурового раствора. Изменением расхода сухой буровой смеси достигаются требуемые структурно-механические и реологические свойства бурового раствора.

Горизонтально-направленное бурение (наклонно-направленное бурение, горизонтально-наклонное бурение) – технология бестраншейной прокладки подземных инженерных коммуникаций с управляемой проходкой скважины по криволинейной траектории.

Грифнообразование – явление выхода бурового раствора на поверхность (грифон) вследствие его поглощения породой, в т.ч. через трещины, которые присутствовали в пластах породы или развились в результате превышения гидродинамического давления раствора над пластовым давлением.

Дисперсная система – система, состоящая из двух и более веществ.

Динамическое напряжение сдвига, предел текучести (дПа), – величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора.

Дисперсная фаза – совокупность мелких частиц, присутствующих в дисперсной системе в меньшем количестве и распределенных в объеме другого вещества.

Дисперсная среда – вещество, в объеме которого распределена дисперсная фаза.

Коэффициент коллоидальности – величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора.

Коллоидная система – дисперсная система, в которой размер частиц дисперсной фазы не превышает 1 мкм.

Коагуляция – процесс укрупнения коллоидных частиц дисперсной фазы.

Кратность прокачки – отношение объема бурового раствора, прокаченного подающими насосами буровой установки, на единицу объема разбуренного грунта из условия его выноса на поверхность.

Модифицированный глинопорошок – высушенный и измельченный бентонит, обработанный химическими реагентами на стадии помола для повышения качества глинопорошка.

Плотность бурового раствора (кг/м³) – масса единицы объема бурового раствора.

Показатель коллоидальности – величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, определяемая количеством вещества (метиленовой сини) адсорбированного единицей массы дисперсной фазы.

Пластическая вязкость (мПа*с) – величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига и определяющая ту часть сопротивления раствора течению, которая вызвана механическим трением.

Показатель фильтрации (см³) – величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время.

Расширение скважины – процесс бурения по каналу пилотной скважины с поэтапным расширением до проектного диаметра

Регенерация бурового раствора – комплекс мероприятий по механической очистке бурового раствора от шлама и восстановления структурно-механических и реологических свойств бурового раствора для его повторного использования.

Скорость сдвига (с⁻¹) – скорость движения одного слоя жидкости относительно другого.

Статическое напряжение сдвига, структурная прочность (дПа) – величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующем началу разрушения его структуры.

Толщина фильтрационной корки (мм) – величина косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время.

Условная вязкость (с) – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку.

Фаза – часть дисперсной системы, отделенная от других частей реальной поверхностью раздела.

Эффективная вязкость (мПа*С) – величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига.

5. Обозначения и сокращения

В настоящей Методике применены следующие обозначения и сокращения.

ГНБ	Горизонтально-направленное бурение, горизонтально-наклонное бурение, наклонно-направленное бурение
МГ	Магистральный газопровод
ПАВ	Поверхностно-активных вещества
ПАЦ	Полианионная целлюлоза
ПАЦ ВВ	Полианионная целлюлоза высокой вязкости
ПАЦ НВ	Полианионная целлюлоза низкой вязкости
РНРА	Частично гидролизованный полиакриламид
$\rho_{\text{гл}}$	Плотность бентонитовой глины, т/м ³ , г/см ³
$\rho_{\text{в}}$	Плотность воды затворения, т/м ³ , г/см ³
$\rho_{\text{р}}$	Плотность приготовленного бурового раствора, т/м ³ , г/см ³
$\rho_{\text{р1}}$	Плотность бурового раствора после очистки от шлама до восстановления реологических свойств, т/м ³ ;
$\rho_{\text{р2}}$	Контролируемая плотность бурового раствора, повторно закачиваемого в скважину после регенерации
$H_{\text{гл}}$	Расход бентонита на 1 м ³ бурового раствора, кг/м ³
$H_{\text{гл.р}}$	Расход бентонита на регенерацию 1 м ³ бурового раствора, т/м ³
СНС	Статическое напряжение сдвига, дПа
τ_0	Предельное динамическое напряжение сдвига, дПа
η	Пластическая вязкость, мПа*с
$\eta_{\text{эфф}}$	Эффективная вязкость, мПа*с
ω	Скорость вращения внутреннего цилиндра (ротора) вискозиметра, об/мин.
ω_3	Скорость вращения внутреннего цилиндра (ротора) вискозиметра соответствующая 3 об/мин.
ω_{300}	Скорость вращения внутреннего цилиндра (ротора) вискозиметра соответствующая 300 об/мин.
ω_{600}	Скорость вращения внутреннего цилиндра (ротора) вискозиметра соответствующая 600 об/мин.
γ	Скорость сдвига, с ⁻¹
$K_{\text{т}}$	Коэффициент тиксотропии
С	Условная вязкость, сек
$K_{\text{п}}$	Коэффициент пластичности, с ⁻¹
$K_{\text{к}}$	Коэффициент коллоидальности глины
рН	Водородный показатель
V	Общий объем бурового раствора, м ³
$V_{\text{б}}$	Объем бурового раствора на механическое бурение скважины, м ³
$V_{\text{к}}$	Объем бурового раствора на калибровку скважины, м ³
$V_{\text{п}}$	Объем бурового раствора на протаскивание рабочего трубопровода в готовую скважину, м ³
$V_{\text{скв}}$	Объем скважины, м ³
$V_{\text{зр}}$	Объем приготовленного бурового раствора (объем замеса), м ³
$V_{\text{доб.р}}$	Объем добавленного в циркуляцию бурового раствора в процессе регенерации, м ³

$V_{\text{цс}}$	Объем циркуляционной системы оборудования ГНБ, м ³
$V_{\text{пот}}$	Потери бурового раствора на очистных сооружениях, м ³
$V_{\text{раз}}$	Объем воды на разбавление раствора после его очистки от шлама, м ³
$V_{\text{ш}}$	Объем бурового шлама, м ³
$V_{\text{тр}}$	Объем протаскиваемого дюкера с учетом изоляции, м ³
α	Коэффициент поглощения бурового раствора грунтом скважины
N	Кратность прокачки
D	Диаметр последнего расширения скважины, м
β	Коэффициент кавернозности
$L_{\text{скв}}$	Длина скважины по проекту от точки входа до точки выхода, м
ε	Степень удаления выбуренной породы очистными устройствами
$\Sigma\varepsilon$	Суммарная степень удаления выбуренной породы очистными устройствами
K	Коэффициент, характеризующий долю потерь бурового раствора при удалении единицы объема выбуренной породы
P	Показатель процента регенерации бурового раствора
A	Общее количество бентонита, т
$A_{\text{б}}$	Количество бентонита на механическое бурение, т
$A_{\text{к}}$	Количество бентонита на калибровку скважины, т
$A_{\text{п}}$	Количество бентонита на протаскивание дюкера в скважину, т
D	Количество реагента к буровому раствору, кг
C_i	Расход i -ого реагента к буровому раствору, кг/м ³

6. Основные сведения о буровых растворах

6.1. Функциональные требования к буровым растворам

Основными функциональными требованиями к буровым растворам являются:

- удалять с забоя скважины частицы разрушенной породы и транспортировать шлам на поверхность;
- охлаждать породоразрушающий инструмент;
- передавать энергию от буровых насосов на забой скважины через форсунки породоразрушающего инструмента за счет гидромониторного эффекта;
- обеспечивать устойчивость ствола скважины;
- предупреждать поступления в скважину воды и поглощения бурового раствора вглубь проницаемых пластов;
- быть устойчивыми к обогащению частицами разрушаемых пород и электролитной агрессии;
- удерживать частицы шлама во взвешенном состоянии, в т.ч. при остановках циркуляции бурового раствора;
- снижать силы трения между контактирующими в скважине поверхностями, снижать износ бурового инструмента;
- предотвращать налипание породы на буровой инструмент;
- не вызывать коррозию бурового инструмента;
- быть экологически безопасными, а также безопасными для обслуживающего персонала буровой бригады;
- обеспечивать максимально возможное снижение стоимости бурения.

6.2. Свойства буровых растворов

Буровой раствор для ГНБ по классификации коллоидной химии – это гетерогенная полярная дисперсная система с жидкой дисперсной средой (пресная вода) и низким содержанием твердой дисперсной фазы (бентонитовая глина). Свойства буровых растворов, главным образом, определяются свойствами твердой дисперсной фазы.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое строение в виде плоских пластин (пакетов), однако в пределах элементарных образований имеют кристаллическую структуру. Средние линейные размеры пакетов находятся в пределах 0,01-0,4 мкм и в 10-100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность бентонита составляет 450-900 м²/г. Частица глины может состоять из одного или несколько числа слоев пакетов, расположенных друг над другом. Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов покрыты атомами кислорода, поэтому связь между пакетами слабая (действуют лишь межмолекулярные силы). В этой связи, находясь во взвешенном состоянии в воде, молекулы воды могут свободно проникать между пакетами и раздвигать их, при этом расстояние между плоскостью одного пакета и аналогичной плоскостью другого пакета может изменять от 0,96 нм до 14 нм, а объем увеличивается в 14-16 раз. Слои глины адсорбируют воду и разбухают до такой степени, когда силы, удерживающие их вместе, ослабевают так, что отдельные слои глины могут отделяться друг от друга (диспергировать). Такое увеличение числа частиц глины с увеличением объема и суммарной площади их поверхности приводит к загустеванию суспензии.

Глины обнаруживают различную способность к диспергированию и гидратации, что определяется их происхождением, а также химической и коллоидной природой других химических элементов.

Плоские (базальные) поверхности элементарных пакетов глинистых частиц имеют отрицательный заряд. Если накопление глины происходило в морских бассейнах то на глинистых частицах осаждались преимущественно катионы Na^+ и K^+ (натриевый бентонит); если в пресноводных бассейнах - на глинистых частицах осаждались преимущественно катионы щелочно-земельных металлов Ca^{2+} , Mg^{2+} (кальциевый бентонит). Двухвалентные катионы обеспечивают более сильное притяжение между пакетами по сравнению с одновалентными, в связи с чем кальциевый бентонит хуже диспергируется и набухает, чем натриевый бентонит. Чем легче диспергируется и сильнее гидратируется бентонит, тем больший объем бурового раствора с определенными реологическими и структурно-механическими свойствами можно получить из одной и той же массы глинопорошка.

Катионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} располагаются в межпакетном пространстве, а в водном растворе способны к эквивалентному обратимому обмену с другими находящимися в растворе катионами. Способность бентонита поглощать катионы из окружающей среды и выделять эквивалентное количество других катионов, находящихся в обменном состоянии, называется ионообменной способностью. Показателем ионообменной способности бентонита является емкость поглощения, которая характеризуется количеством обменных катионов в молях, содержащихся в 100 г сухого бентонита. Чем больше ионообменная способность (количество взаимозаменяемых катионов) и концентрация бентонита в растворе, тем больше степень дисперсии и пластическая вязкость суспензии. Чем меньше в суспензии числа элементарных пакетов глинистых частиц и больше толстых пластин и пачек, тем меньше пластическая вязкость суспензии.

С целью ускорения приготовления бурового раствора и сокращения времени диспергирования глины используют бентонит в виде глинопорошка. Основные технические требования к качеству глинопорошков приведены в приложении 1.

Интегральным показателем качества бентонита для изготовления бурового раствора является выход бурового раствора ($\text{м}^3/\text{т}$), а величина обратно пропорциональная выходу раствора - расход бентонита ($\text{т}/\text{м}^3$). Для повышения качества глинопорошка и повышения выхода бурового раствора (уменьшение расхода бентонита) во время помолы в глину добавляют различные химические реагенты. Например, добавка Na_2CO_3 (кальцинированная сода) способствует переводу бентонита с кальциевым обменным комплексом в натриевую форму, которая лучше набухает, сильнее гидратируется и легче диспергируется. Выход раствора из модифицированных глинопорошков в 1,5-2 раза выше, чем из природного бентонита и может составлять 17-23 $\text{м}^3/\text{т}$. Многие производители предлагают готовые буровые смеси, содержащие глинопорошок и различные полимеры. Готовые буровые смеси характеризуются повышенным выходом бурового раствора от 25 $\text{м}^3/\text{т}$ до 80 $\text{м}^3/\text{т}$ и, как правило, большей стоимостью. Необходимо отметить, что показатели выхода бурового раствора и расхода бентонита, декларируемые производителями буровых смесей, измеряются на дистиллированной воде определенной температуры и подлежат уточнению по результатам лабораторных исследований в конкретных условиях производства работ с учетом химического состава воды затворения, температуры окружающей среды и других факторов.

Единые технические требования к глинопорошкам для приготовления буровых растворов для ГНБ на сегодняшний день отсутствует, в связи с чем глинопорошки для ГНБ изготавливаются производителями по различным собственным техническим условиям,

требования в которых полностью или частично удовлетворяют требованиям ГОСТ 25795-83, ГОСТ Р 56946-2016, ТУ 39-0147001-105-93, СТО Газпром РД 2.1-149-2005 или американскому стандарту API spec. 13A. Отличия глинопорошков для ГНБ от глинопорошков для бурения промышленных скважин заключается в отличиях требований к буровым растворам. В ГНБ зенитный угол (отклонение от вертикали) скважины всегда превышает 60° и обеспечить вынос шлама (особенно для скважин с большим диаметром) и снижение трения бурильных труб и расширителя об нижнюю стенку скважины способны буровые растворы с объемным содержанием твердой фазы не более 3% и имеющие более плоский профиль скоростей сдвига от центра к стенкам скважины.

Буровые растворы характеризуются следующими основными параметрами:

- плотность, т/м^3 , кг/см^3 ;
- объемное содержание песка, %;
- структурно-механические свойства;
- реологические свойства;
- фильтрационно-коркообразующие свойства;
- электрохимические свойства;
- триботехнические свойства;
- ингибирующая способность.

Основные технические требования к параметрам буровых растворов для ГНБ приведены в приложении 2.

6.2.1. Плотность бурового раствора

Плотность бурового раствора (ρ) для ГНБ определяется, главным образом, из условия контроля содержания твердой фазы в буровом растворе.

Приготовленный буровой раствор обладает оптимальными структурно-механическими и реологическими свойствами при объемном содержании твердой фазы до 3%, что соответствует плотности бурового раствора $\rho=1,01-1,04 \text{ т/м}^3$.

В процессе бурения плотность бурового раствора, выходящего из скважины вместе со шламом, возрастает и может составлять до $1,4 \text{ т/м}^3$, а после удаления шлама на очистных устройствах плотность раствора редко опускается ниже $1,15-1,16 \text{ т/м}^3$ (для 3-х ступенчатой системы механической очистки) без дополнительного разбавления водой.

Плотность буровых растворов для ГНБ не превышает $\rho=1,1 \text{ т/м}^3$, а применение растворов с плотностью $\rho= 1,15 \text{ т/м}^3$ и более согласно требований СТО Газпром 2-2.2-319-2009 не допускается. Это связано с тем, что при бурении неглубоких скважин в ГНБ нет необходимости использования тяжелых растворов для противодействия пластовому давлению. Кроме этого с повышением концентрации твердой фазы повышается структурная прочность и вязкость бурового раствора, что отрицательно влияет на способность бурового раствора очищать ствол скважины в крайних зонах кольцевого пространства, что особенно сказывается при бурении горизонтальных скважин с большим диаметром.

Таким образом, буровой раствор с плотностью $1,1 \text{ т/м}^3$ и выше в процессе регенерации подлежит разбавлению водой до плотности $\rho=1,06-1,09 \text{ т/м}^3$.

Плотность приготовленного бурового раствора (ρ_p) полностью определяется концентрацией твердой фазы и в инженерной практике определяется в зависимости от расхода бентонита на 1 м^3 бурового раствора, т/м^3 :

$$\rho_p = \frac{N_{\text{гл}} \times (\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}) + \rho_{\text{в}} \times \rho_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} \quad (6.1)$$

где: $N_{\text{гл}}$ – расход бентонита на 1 м^3 бурового раствора; назначается исходя из требуемых структурно-реологических характеристик бурового раствора (приложение 3) и зависит от качества бентонита и рецептуры готовой сухой буровой смеси. Для инженерных расчетов расход бентонита принимается согласно рекомендациям производителей сухих буровых смесей (приложение 4) и уточняется по результатам лабораторных исследований в конкретных условиях производства работ с учетом химического состава воды затворения, температуры окружающей среды и других факторов.

$\rho_{\text{гл}}$ – плотность бентонитовой глины (в среднем составляет $2,6\text{ т/м}^3$);

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды затворения (принимается равной 1 т/м^3);

6.2.2. Содержание песка в буровом растворе

Объемное содержание песка в буровом растворе определяется по ГОСТ 33213-2014 и в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-319-2009 должно составлять не более 2%, а с учетом требований по эксплуатации насосов импортных буровых комплексов данный показатель не должен превышать 1%. При более высоком содержании песка в буровом растворе происходит интенсивный износ цилиндров поршневой группы подающих насосов буровой установки и выход насосов из строя.

6.2.3. Структурно-механические свойства бурового раствора

В суспензии бурового раствора в результате взаимодействия коллоидных глинистых частиц происходит структурообразование, т.е. образование пространственной структурной сетки из частиц дисперсной фазы.

Структурно-механическими свойствами буровых растворов называются механические свойства, которые определяются их внутренней структурой.

Основными показателем структурно-механических свойств бурового раствора является статическое напряжение сдвига (СНС) или структурная прочность, определяемая по вискозиметру. Величина статического напряжения сдвига определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама при остановках циркуляции бурового раствора. Величина СНС должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы, в противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции бурового раствора будут оседать на нижнюю образующую скважины, что увеличивает крутящий момент при бурении и в конечном итоге может привести к прихвату бурового инструмента шламом.

В то же время, с увеличением СНС ухудшаются условия очистки бурового раствора от шлама на очистных сооружениях, а также возрастает величина гидродинамического давления на стенки скважины при пуске подающих насосов и при проведении спуско-подъемных операций. Высокое значение СНС повышает риски таких осложнений как: нарушения устойчивости стенок скважины, гидроразрыв породы, повышенное поглощение бурового раствора, грифонообразования.

Таким образом, величина СНС должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся буровом растворе частиц выбуренной породы.

Для оценки характера нарастания прочности структуры во времени статическое напряжение сдвига определяется через 1 минуту ($СНС_1$) и через 10 минут ($СНС_{10}$) покоя раствора (по стандарту АРІ через 10 секунд и 10 минут).

Эмпирическими методами выведены расчетные зависимости СНС от гранулометрического состава выбуренной породы, плотности бурового раствора и его реологических свойствах. Ввиду большого количества промежуточных расчетных величин и безразмерных коэффициентов на практике в инженерных расчетах используют упрощенные формулы.

Требуемая величина статического напряжения сдвига $СНС_1$ через 1 минуту может быть определена по следующей формуле, дПа:

$$СНС_1 \geq 5 \times [2 - \exp(-110 \times d)] \times d \times (\rho_{гр} - \rho_p) \quad (6.2)$$

где: d - условный диаметр характерных частиц выбуренной породы, м.;

$\rho_{гр}, \rho_p$ - плотность соответственно частиц грунта и бурового раствора, $кг/м^3$.

Графоаналитическим методом по реологической модели (рисунок 6.1) можно получить примерную зависимость показателя $СНС_1$ и показателя динамического напряжения сдвига (τ_0):

$$СНС_1 = \tau_0 / 3 \quad (6.2.1)$$

Величина статического напряжения сдвига $СНС_{10}$ через 10 мин (дПа) может быть определена по следующей формуле:

$$СНС_{10} = \frac{10 \times d \times (\rho_{гр} - \rho_p) \times g}{6 \times m} \quad (6.3)$$

где: $g=9,78$ – величина ускорения свободного падения, $м/с^2$;

m - коэффициент, характеризующий формы частиц выбуренной породы и зависящий от вида грунта и характеристики породоразрушающего инструмента.

Принимаются следующие усредненные значения условного диаметра частиц выбуренной породы (d , мм) и коэффициента (m):

Таблица 6.1

Наименование горной породы (грунта)	d, мм	m
аргиллиты, мергели, сланцы	3-5	2,2-2,5
алевролиты	3-4	2,0
известняки, доломиты	2-4	1,8-2,0
пески и песчаники	0,8-3,5	1,6

Для глинистых грунтов без включения частиц крупнее 2 мм расчет значения СНС из условия удерживающей способности бурового раствора не выполняется и принимается в пределах значений рекомендуемых СТО Газпром 2-2.2-319-2009 - 15-20 мг/см² (дПа). Как правило, для обеспечения необходимой устойчивости скважины достаточно поддерживать значение СНС₁ в пределах 20-50 дПа, рекомендуемые значения приведены в приложении 3. При необходимости бурения раствором с более высокими характеристиками удерживающей и выносящей способности (например, в галечно-щебенистых грунтах) необходимо повысить динамическое напряжение сдвига и вязкость на низких скоростях сдвига путем добавления к раствору биополимеров (ксантановой смолы).

Фактические значения СНС бурового раствора измеряют на вискозиметре. В инженерной практике наибольшее распространение получили ротационные вискозиметры с прямым отсчетом. Показатель СНС бурового раствора с добавками биополимера (ксантановой смолы) измеряется на вискозиметре Брукфильда при скорости сдвига 0,3 об/мин (эквивалент 0,037 об/мин на ротационном вискозиметре).

На вискозиметре FANN фактические значения СНС (дПа) определяют при скорости вращения внутреннего цилиндра (ω) 3 об/мин, что соответствует скорости сдвига (γ)=3x1,703=5,1с⁻¹:

$$\text{СНС} = \varphi_3 \times 4,78 \quad (6.4)$$

где: φ_3 - показания прибора при скорости вращения 3 об./мин;

4,78 – коэффициент перевода единиц измерения фунт/100фут² в дПа;

Также показателем структурно-механических свойств бурового раствора является коэффициент тиксотропии (K_T):

$$K_T = \frac{\text{СНС}_{10}}{\text{СНС}_1} \quad (6.5)$$

Коэффициент тиксотропии (K_T) характеризует способность бурового раствора к восстановлению разрушенной структуры. Высокое значение K_T указывает на прогрессирующее структурообразование в растворе, что является признаком повышенной концентрации твердой

фазы в буровом растворе (в т.ч. за счет обогащения раствора шламом). Если CHC_1 значительно превышает минимально необходимое значение, но при этом значение K_T невысокое, то это говорит о мгновенном структурообразовании, что является признаком перехода коагуляционной структуры в конденсационно-кристаллизационную, на конечном этапе формирования которой происходит отделение жидкой среды от твердой фазы.

6.2.4. Реологические свойства бурового раствора

Свойства дисперсных систем, связанные с течением изучает самостоятельный раздел коллоидной химии – реология.

Основными реологическими характеристиками бурового раствора являются:

- условная вязкость, C ;
- пластическая вязкость (η), $мПа \cdot с$, $сПз$;
- эффективная (кажущая) вязкость ($\eta_{эфф}$), $мПа \cdot с$, $сПз$;
- динамическое напряжение сдвига (τ_0), $дПа$;
- коэффициент пластичности (K_n), $с^{-1}$;

Показатель условной вязкости служит для грубой оперативной оценки вязкости раствора и измеряется по воронке Марша или его отечественному аналогу – вискозиметру ВБР-1. Несмотря на частое упоминание значений показателя условной вязкости в большинстве нормативно-справочных материалах по буровым растворам, на современной этапе развития материалов и технологии ГНБ использовать его не рекомендуется. Для измерения и расчета реологических характеристик бурового раствора рекомендуется использовать ротационные вискозиметры с прямым отсчетом.

Течение структурированных дисперсных систем, к которым относятся суспензии бурового раствора, не подчиняется законам Ньютона и Эйнштейна. Зависимость напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига ($\dot{\gamma}$) неньютоновских жидкостей определяется в значительной доле твердой фазой. Реологическое поведение бурового раствора принято характеризовать реологическими моделями. В настоящее время в области реологии не существует единой и удовлетворительной количественной теории, связывающей реологические свойства структурированных дисперсных систем с параметрами их структуры. Реологические модели не являются физическими законами, а представляют собой эмпирические и полуэмпирические приближения, описывающие кривые течения в определенном интервале скоростей сдвига. Тем не менее, реологические модели обеспечивают удовлетворительную сходимость результатов при решении практических инженерных задач.

Согласно реологической модели вязкопластичной жидкости (см. рис. 6.1), описываемой уравнением Шведова-Бингама, для того чтобы началось течение жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное усилие (τ_0) - динамическое напряжение сдвига. При более высоких значениях приложенных усилий жидкость будет течь, как ньютоновская жидкость с определенной пластической вязкостью (η).

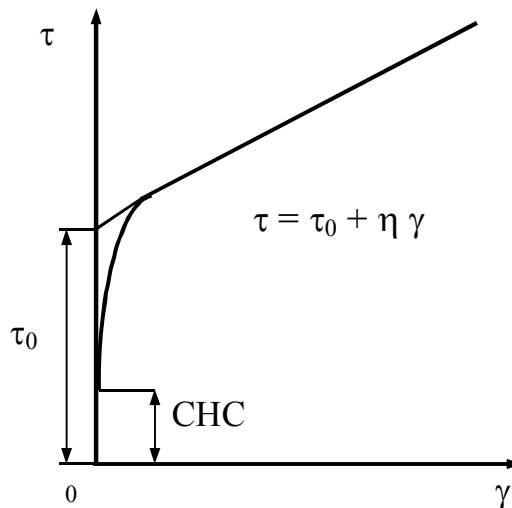


Рисунок 6.1

Зависимость напряжения сдвига (τ) от скорости сдвига (γ) реального бурового раствора не является линейной и носит более сложный характер, чем описывается в модели вязкопластичной жидкости, широко используемой в инженерной практике. Существуют варианты реологической модели от степенной функции (модель Гершеля-Балкли, модель Шульмана, модель Кэссона), которые более точно описывают поведение дисперсных систем особенно на малых скоростях сдвига.

Расчетное значение пластической вязкости (η) в зависимости от характеристики исходного глинопорошка, плотности бурового раствора можно вычислить по следующей эмпирической формуле, мПа*с:

$$\eta = \exp \left[\frac{K_k \times \rho_p \times (\rho_p - \rho_b)}{\rho_{гг} - \rho_b} \times 100 \right] \quad (6.6)$$

где: K_k - коэффициент коллоидальности глины (бентонита);
 $\rho_p, \rho_b, \rho_{гг}$ - плотности соответственно бурового раствора, воды и глины (бентонита), г/см³.

Расчетное значение динамического напряжения (τ_0) сдвига, дПа:

$$\tau_0 = (2 \dots 3) \times \eta \times 4,78 \quad (6.7)$$

где: 4,78 – коэффициент перевода единиц измерения фунт/100фут² в дПа.

Коэффициент пластичности ($K_{п}$), с⁻¹:

$$K_{п} = \frac{\tau_0}{\eta} \quad (6.8)$$

С ростом коэффициента пластичности увеличивается транспортирующая способность бурового раствора, а также гидродинамическое давление струй, выходящих из форсунок породоразрушающего инструмента, что обеспечивает более эффективное разрушение породы и рост механической скорости бурения. При этом высокие значения коэффициента пластичности рекомендуется поддерживать за счет снижения пластической вязкости бурового раствора, а не повышения его динамического напряжения сдвига. Значение коэффициента пластичности должно составлять:

- для растворов на природных бентонитах $K_{п} = 1 \dots 3 \frac{\text{фунт}/100\text{фут}^2}{\text{сПз}}$ или $K_{п} = 478 \dots 1434 \text{ с}^{-1}$;
- для растворов на модифицированных бентонитах $K_{п} = 3 \dots 6 \frac{\text{сПз}}{\text{фунт}/100\text{фут}^2}$ или $K_{п} = 1434 \dots 2868 \text{ с}^{-1}$;

На вискозиметре FANN фактические реологические характеристики бурового раствора определяются следующим образом:

- пластическая вязкость (η) бурового раствора, сПз или мПа*с:

$$\eta = \varphi_{600} - \varphi_{300} \quad (6.9)$$

где: φ_{600} и φ_{300} - показания измерения прибора при 600 и 300 об/мин.

- динамическое напряжение (τ_0) сдвига, дПа:

$$\tau_0 = (\varphi_{300} - \eta) \times 4,78 \quad (6.10)$$

- эффективная (кажущая) вязкость ($\eta_{эфф}$), сПз, мПа*с:

$$\eta_{эфф} = 478,9 \times \frac{1,0678}{1,703} \times \frac{\varphi}{\omega} \quad (6.11)$$

где: 478,9 – коэффициент перевода единиц измерения фунт/100фут² в сПз, мПа;
 1,0678 – коэффициент для преобразования показаний прибора (φ) в напряжение сдвига, фунт/100кв. футов (определяется геометрией внутреннего цилиндра вискозиметра);
 1,703 - коэффициент для преобразования показаний прибора, об/мин (ω) в скорость сдвига, с⁻¹ (γ).

Принято кажущую вязкость бурового раствора определять по показаниями вискозиметра при 600 об/мин, тогда формула (6.7) примет вид, сПз, мПа*с:

$$\eta_{эфф} = \frac{\varphi_{600}}{2} \quad (6.12)$$

Рекомендуемые значения статического напряжения сдвига (СНС) и динамического напряжения сдвига (τ_0) буровых растворов для ГНБ в зависимости от грунтовых условий бурения приведены в приложении 3.

6.2.5. Фильтрационно-коркообразующие свойства бурового раствора

При бурении буровой раствор проникает в пористые проницаемые пласты грунта, что помимо потерь раствора может вызвать в рыхлых несвязных грунтах обвалы и осыпи. Для снижения потерь бурового раствора и фильтрации воды через поры в грунте раствор должен обладать способностью образовывать фильтрационную корку, которая формируется в поровой области на стенках скважины. Кроме этого, для контроля твердой фазы в буровом растворе и уменьшение диспергирования глины при проходке в глинистых грунтах необходимо ограничить фильтрацию воды из бурового раствора.

Фильтрационно-коркообразующие свойства бурового раствора, характеризуются следующими параметрами согласно СТО Газпром 2-2.2-319-2009:

- показатель статической фильтрации или водоотдача, $\text{см}^3/30\text{мин}$ – не более 14;
- толщина фильтрационной корки, мм – не более 2.

6.2.6. Электрохимические свойства бурового раствора

Основным показателем электрохимических свойств бурового раствора является водородный показатель (рН), который характеризует степень щелочности бурового раствора. Показатель рН оказывает существенное влияние на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора, на эффективность действия полимерных реагентов, а также на коррозию бурового инструмента. Водородный показатель буровых растворов согласно СТО Газпром 2-2.2-319-2009 нормируется в пределах рН = 9-10.

6.2.7. Триботехнические свойства бурового раствора

Свойства бурового раствора снижать силы трения между контактирующими в растворе поверхностями называются триботехническими свойствами. Снижение сил трения (между бурильной трубой и раствором, породоразрушающим инструментом и породой, поршнем и цилиндром подающего насоса) позволяет уменьшить момент вращения на буровой установке, повысить ресурс инструмента и оборудования. Триботехнические свойства определяются на специальных приборах - трибометрах. В виду того, что данный показатель нормативно не регламентирован, то в инженерной практике для снижения крутящего момента и предотвращения формирования сальников на долоте и буровой колонне при бурении в глинистых грунтах к буровым растворам применяют добавки поверхностно-активных вещества (ПАВ) - буровые детергенты в рекомендуемых производителями концентрациях.

6.2.8. Ингибирующая способность бурового раствора

Способность бурового раствора предупреждать или замедлять деформацию скважины (сужение ствола, кавернообразование), связанную с набуханием глинистых пород в результате взаимодействия с водной средой бурового раствора, называется ингибирующей способностью. Одним из способов оценки ингибирующей способности бурового раствора заключается в измерении коэффициента набухания образца глины в среде бурового раствора (фильтрата) на

приборе Жигоча-Ярова. Методика выполнения измерений набухания глины приведены в СТО Газпром 2-3.2-020-2005.

В виду того, что единого показателя оценки ингибирующей способности буровых растворов на сегодняшний день не существует, данный показатель нормативно не регламентирован. В инженерной практике для предупреждения осложнений при бурении в глинистых грунтах к буровым растворам применяют реагенты частично гидролизованного полиакриламида в рекомендуемой производителем концентрации.

6.3. Регулирование свойств бурового раствора

Бентонитовая основа является наиболее экономичным структурообразователем в буровых растворах. Для регулирования свойств бурового раствора кроме изменения расхода бентонита или готовой буровой смеси также используют другие компоненты:

- реагенты для контроля щелочности (кальцинированная и каустическая сода);
- регуляторы фильтрации (полианионная целлюлоза);
- ингибиторы глин (частично гидролизованный полиакриламид);
- регуляторы структурно-механических свойств (ксантановая смола);
- антиприхватные реагенты (детергенты);
- смазочные реагенты (лубриканты);
- пеногасители

Регулирование структурно-механических и реологических параметров свойств бурового раствора путем изменения расхода буровой смеси с добавлением или без добавления тех или иных реагентов выполняется в процессе бурения и успех данных мероприятий зависит как от достоверности данных инженерных изысканий по видам грунтов, так и от опыта персонала буровой бригады и квалификации инженера-технолога. В буровой практике специализированные организации, выполняющие бурение, наработали определенный опыт и предпочтения по применению тех или иных видов глинопорошков и готовых буровых смесей, а также реагентов к буровым растворам. Рекомендации по применению глинопорошков и готовых буровых смесей основных отечественных производителей приведены в приложении 4; рекомендации по применению основных реагентов к буровым растворам приведены в приложении 6.

6.3.1. Кальцинированная сода

Кальцинированная сода (Na^2CO^3) по ГОСТ 5100-85 – наиболее широко используемый химический реагент для снижения жесткости воды и повышения щелочности раствора (pH) бурового раствора. Применение каустической соды (NaOH) по ГОСТ 2263-79 из-за ее значительной стоимости ограничено. Расход кальцинированной соды составляет от 0,2 до 2,4 кг/м³.

6.3.2. Полианионная целлюлоза

Полианионная целлюлоза (ПАЦ) - модифицированный природный полимер на основе высокозамещенной натрий-карбоксиметилцеллюлозы с широким диапазоном вязкостных характеристик. ПАЦ применяется для снижения фильтрации бурового раствора со значительным повышением вязкости бурового раствора (ПАЦ ВВ – высокой вязкости) или с

минимальным повышением вязкости бурового раствора (ПАЦ НВ – низкой вязкости). ПАЦ сводит к минимуму растворение выбуренных глинистых сланцев и глины. Расход реагента составляет: от 1,4 до 3 кг/м³. Технические требования к ПАЦ приведены в СТО Газпром РД 2.1-145-2005.

6.3.3. Частично гидролизованный полиакриламид

Частично гидролизованный полиакриламид (РНРА) – высокоэффективный реагент-ингибитор глинистых пород. Предназначен для использования при строительстве скважин в глинах, предотвращает диспергирование глинистых частиц выбуренной породы, укрепляет стенки скважины. Расход реагента составляет: от 1 до 3 кг/м³.

6.3.4. Ксантановая смола

Ксантановая смола - высокоочищенный водорастворимый биополимер с высокой молекулярной массой придает растворам высокие тиксотропные свойства (способность течь с минимальным сопротивлением при высоких сдвиговых нагрузках и образовывать упругий гель при низких скоростях течения). Ксантановая смола регулирует реологические свойства буровых растворов, придает им высокую удерживающую и выносящую способность. Биополимер подвержен биотическому разложению, поэтому при длительном использовании или хранении рекомендуется обработать раствор биоцидом. Буровые растворы, содержащие 0,4 % биополимера имеют значения эффективной вязкости при низких скоростях сдвига (0,03 мин-1) более 30000 мПа с, что в полной мере способствует очистке ствола скважины от шлама. Расход реагента составляет: от 0,5 до 5 кг/м³. Технические требования к биополимерам приведены в СТО Газпром РД 2.3.2-151-2007.

6.3.5. Детергент

Детергент является водной смесью поверхностно-активных веществ. Детергент необходим в процессе бурения глинистых интервалов для уменьшения поверхностного натяжения бурового раствора и снижения способности глинистых частиц к налипанию и формирования сальников на долоте и буровой колонне. Расход детергента составляет от 0,5 до 1,5 кг/м³.

6.3.6. Лубрикант

Лубрикант – это жидкая смазочная добавка из смеси органических соединений, преимущественно ненасыщенных и жирных кислот с неионогенными поверхностно-активными веществами. Лубрикант предназначен для повышения смазочных свойств буровых растворов, уменьшения абразивного и усталостного износа материала рабочего инструмента, снижения вероятности прихвата и увеличения срока службы бурового оборудования. Лубрикант применяется ко всем буровым растворам в концентрациях от 1 до 5 кг/м³. Технические требования к смазочным компонентам буровых растворов приведены в СТО Газпром РД 2.1-146-2005.

6.3.7. Пеногаситель

Пеногаситель бурового раствора представляет собой жидкость на основе водного раствора кремнийорганических олигомеров с добавлением поверхностно-активных веществ. Пеногаситель предназначен для удаления поверхностной и объемной пены в буровом растворе и применяется, как правило, совместно с детергентом в концентрациях от 0,2 до 2 кг/м³. Технические требования к пеногасителям буровых растворов приведены в СТО Газпром РД 2.1-106-2007.

7. Расчет требуемого объема бурового раствора, количества бентонита, реагентов и объема утилизируемого шлама

7.1. Расчет объема бурового раствора

Общий объем бурового раствора (V), требуемый для устройства перехода МГ методом ГНБ определяется по формуле, м^3 :

$$V = V_{\text{б}} + V_{\text{к}} + V_{\text{п}} \quad (7.1)$$

где: $V_{\text{б}}$ – объем раствора на механическое бурение скважины, м^3 ;

$V_{\text{к}}$ – объем раствора на калибровку скважины, м^3 ;

$V_{\text{п}}$ – объем раствора на протаскивание рабочего трубопровода в готовую скважину, м^3 .

7.1.1. Расчет объема бурового раствора на механическое бурение

Объем бурового раствора на механическое бурение ($V_{\text{б}}$), требуемый для подачи буровыми насосами для очистки ствола скважины от выбуренной породы и выноса шлама на поверхность, определяется по формуле, м^3 :

$$V_{\text{б}} = V_{\text{скв}} \times (\alpha + N - 1) \quad (7.2)$$

где: $V_{\text{скв}}$ – объем скважины, м^3 ;

α - коэффициент поглощения бурового раствора грунтом скважины (приложение 5). Принимается в пределах от 1,2 до 1,8 в зависимости от вида грунтов: для плотных грунтов – 1,2; для пористых трещиноватых грунтов – 1,8;

N – кратность прокачки - требуемое отношение объема прокачиваемого бурового раствора на единицу объема разбуриваемого грунта из условия его выноса из скважины на поверхность (приложение 5).

Объем скважины ($V_{\text{скв}}$) определяется по формуле, м^3 :

$$V_{\text{скв}} = 0,785 \times D^2 \times \beta \times L_{\text{скв}} \quad (7.3)$$

где: D – диаметр последнего расширения скважины, м (принимается равным наружному диаметру рабочего трубопровода с учетом изоляции и футеровки увеличенному на 0,3 м и кратным диаметру расширителя);

β - коэффициент кавернозности, определяемый как квадрат отношения диаметра скважины к диаметру расширителя (приложение 5). Принимается в пределах от 1,2 до 1,5 в зависимости от устойчивости грунтов: для устойчивых грунтов – 1,2; для неустойчивых грунтов – 1,5;

$L_{\text{скв}}$ – длина скважины по проекту от точки входа до точки выхода, м.

Рекомендуемые значения α , N , β , для различных видов грунтов с учетом их классификации в ГНБ по группам буримости представлены в приложении 5.

С целью снижения стоимости бурения и, главным образом, затрат на вывоз и утилизацию бурового шлама, как правило, используют технологию бурения с регенерацией бурового раствора.

В этом случае в формуле (7.1) вместо общего объема прокачиваемого бурового раствора (V_6), определяемого по формуле (7.2), необходимо использовать объем циркулирующего бурового раствора (V_p), определяемого по формуле (7.4).

Общий объем циркулирующего бурового раствора (V_p) при бурении скважины с регенерацией раствора составит, m^3 :

$$V_p = V_{зр} + V_{доб.р} \quad (7.4)$$

где: $V_{зр}$ – объем приготовленного бурового раствора (объем замеса);

$V_{доб.р}$ – объем добавленного в циркуляцию бурового раствора в процессе регенерации.

Объем замеса бурового раствора ($V_{зр}$) определяется по формуле, m^3 :

$$V_{зр} = V_{цс} + V_{скв} \times \alpha + V_{пот} \quad (7.5)$$

где: $V_{цс}$ – объем циркуляционной системы оборудования ГНБ, m^3 (принимается равной $3 \times 40 = 120 m^3$: 2 емкости по 40 m^3 - установки очистки на одном и противоположном берегах; 1 емкость - смесительная емкость для приготовления раствора);

$V_{пот}$ - потери бурового раствора на очистных сооружениях, m^3 ;

$V_{раз}$ - объем воды на разбавление раствора после его очистки от шлама, m^3 ;

Потери бурового раствора на очистных сооружениях ($V_{пот}$) при использовании наиболее распространенной 3-х ступенчатой системы очистки определяются по формуле, m^3 :

$$V_{пот} = 1,3 \times V_{скв} \times \varepsilon_1 + 1,02 \times V_{скв} \times \varepsilon_2 + 3 \times V_{скв} \times \varepsilon_3 \quad (7.6)$$

где: ε_1 , ε_2 , ε_3 – степень удаления выбуренной породы очистными устройствами (являются эмпирическими величинами и принимаются согласно РД 39-3-819-91: $\varepsilon_1=0,1$ - для вибросит; $\varepsilon_2=0,2$ - для циклонов пескоотделителей; $\varepsilon_3=0,35$ - для циклонов илоотделителей).

Очистные устройства не способны полностью удалить выбуренную породу из раствора, оставшиеся частицы которой повышают концентрацию твердой фазы и изменяют реологические свойства бурового раствора. Для контроля содержания твердой фазы в буровом растворе и снижения плотности раствора используют метод разбавления очищенного от шлама бурового раствора водой. Для уменьшения объема воды на разбавление и минимального снижения реологических свойств регенерируемого бурового раствора разбавление водой до первоначальных значений плотности раствора (ρ_p) не производят, а ограничиваются значениями плотности раствора $\rho_{p2}=1,06-1,09 t/m^3$. Кроме этого при регенерации бурового раствора требуется восстановление его структурно-механических и реологических свойств,

нарушенных вследствие обогащения раствора частицами выбуренного грунта и разрушения внутренней структуры раствора на виброситах.

Объем добавленного в циркуляцию бурового раствора ($V_{\text{доб.р}}$) после разбавления водой и добавления бентонита для регенерации раствора определяется по формуле, м^3 :

$$V_{\text{доб.р}} = V_{\text{раз}} + (V_{\text{б}} - V_{\text{зр}}) \times \frac{H_{\text{гл.р}}}{\rho_{\text{гл}}} \quad (7.7)$$

где: $V_{\text{раз}}$ – объем воды на разбавление повторно используемого бурового раствора до требуемой плотности ($\rho_{\text{р2}}$), м^3 ;

$\rho_{\text{гл}}$ – плотность бентонита (при отсутствии данных принимается среднее значение $\rho_{\text{гл}}=2,6$), т/м^3 ;

$H_{\text{гл.р}}$ – расход бентонита на регенерацию 1 м^3 бурового раствора, т/м^3 . Определяется по фактическому расходу по результатам измерений показателей СНС, η , τ_0 бурового раствора после очистки и после добавления бентонита при регенерации. На этапе проектирования при отсутствии данных $H_{\text{гл.р}}$ рекомендуется принимать в размере 30-50% от нормы расхода ($H_{\text{гл}}$) на приготовление бурового раствора при новом замесе.

Объем воды на разбавление ($V_{\text{раз}}$) повторно используемого бурового раствора до требуемой плотности ($\rho_{\text{р2}}$), определяется по формуле, м^3 :

$$V_{\text{раз}} = (V_{\text{б}} - V_{\text{зр}}) \times \left[\frac{\rho_{\text{р1}} - \rho_{\text{р2}} - H_{\text{гл.р}} \times \left(\frac{\rho_{\text{р1}}}{\rho_{\text{гл}}} - 1 \right)}{\rho_{\text{р1}} - \rho_{\text{в}}} \right] \quad (7.8)$$

где: $\rho_{\text{р1}}$, – плотность бурового раствора после очистки от шлама до восстановления свойств, т/м^3 ;

$\rho_{\text{р2}}$ – плотность бурового раствора после разбавления водой и добавления бентонита для восстановления реологических свойств (принимают значения $\rho_{\text{р2}}=1,06-1,09$), т/м^3 ;

$\rho_{\text{в}}$ - плотность воды ($\rho_{\text{в}}=1$), т/м^3 ;

Плотность бурового раствора ($\rho_{\text{р1}}$) после очистки от шлама на очистных сооружениях в общем случае определяется из условия баланса масс по формуле, т/м^3 :

$$\rho_{\text{р1}} = \frac{\rho_{\text{р}} \times (\alpha + N - 1 - K \times \sum \varepsilon) + \rho_{\text{гр}} \times (1 - \sum \varepsilon)}{\alpha + N - \sum \varepsilon \times (K + 1)} \quad (7.9)$$

где: $\rho_{\text{р}}$ – первоначальная плотность приготовленного бурового раствора, определяемая по формуле (6.1), т/м^3 ;

$\rho_{\text{гр}}$ – плотность разбуриваемого грунта, определяемая по проекту как средняя плотность грунтов по профилю в объеме скважины, т/м^3 ;

$\sum \varepsilon$ - суммарная степень удаления выбуренной породы очистными устройствами ($\sum \varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3$);

K – коэффициент, характеризующий долю потерь бурового раствора при удалении единицы объема выбуренной породы ($K = V_{\text{пот}} / (V_{\text{скв}} \times \sum \varepsilon)$);

С учетом того, что контролируемая плотность (ρ_{p2}) бурового раствора, закачиваемого в скважину после регенерации выше, чем первоначальная плотность раствора (ρ_p), тогда формула (7.7) примет вид, т/м³:

$$\rho_{p1} = \frac{\rho_p \times (\alpha - K \times \sum \varepsilon) + \rho_{p2} \times (N - 1) + \rho_{гр} \times (1 - \sum \varepsilon)}{\alpha + N - \sum \varepsilon \times (K + 1)} \quad (7.10)$$

Эффективности использования технологии регенерации характеризуется показателем процента регенерации (P), который отражает долю бурового раствора, использованного повторно после регенерации, к общему объему циркулирующего бурового раствора, %:

$$P = \frac{V_6 - V_p}{V_p} \times 100 \quad (7.12)$$

На процент регенерации влияют множества факторов:

- вид грунта (в песчаных грунтах производительность установки очистки может быть недостаточно для удаления песка из бурового раствора до требуемого показателя);
- плотность грунта (чем меньше плотность грунта, тем меньше потребуется воды для разбавления раствора после очистки);
- кратность прокачки (чем больше прокачка раствора на единицу объема грунта, тем меньше потребуется воды для разбавления);
- расход бентонита и плотность раствора (чем меньше расход бентонита и плотность раствора, тем меньше потребуется воды для разбавления раствора после очистки и добавления бентонита для регенерации);
- вязкость раствора (чем больше пластическая вязкость раствора, тем хуже происходит удаление выбуренной породы при его очистке).

При низком показателе регенерации (менее 8-10%) целесообразно выполнить технико-экономическое сравнение вариантов производства работ с регенерацией (снижение расхода бентонита и затрат на вывоз и утилизацию шлама) и без регенерации (снижение затрат на эксплуатацию бурового комплекса, работающего без установки очистки; перекачка раствора с одного берега на другой не требуются).

Полное отсутствие регенерации возможно только при отсутствии циркуляции бурового раствора и может быть следствием как аномальных поглощений раствора породой (разломы и трещины, слабые прочностные свойства грунта), так и низкой квалификацией производителя работ (отсутствие контроля за параметрами бурового раствора, повышенная механическая скорость бурения, недостаточная прокачка раствора с образованием сальников, грифонообразование без локализации мест их проявления). В обоих случаях необходимо выполнить мероприятия, в результате которых циркуляция раствора будет восстановлена.

7.1.2. Расчет объема бурового раствора на калибровку скважины

После выполнения последнего этапа расширения скважины до проектных размеров и до начала протаскивания необходимо выполнять калибровку скважины. Калибровка скважины выполняется с целью контрольной очистки ствола скважины от возможных осепей грунта после последнего прохода расширителя и, главным образом, для промывки скважины с полной заменой бурового раствора на приготовленный раствор нового замеса низкой плотности. Замена раствора, обогащенного шламом и имеющего разную плотность на различных участках скважины (выходящая из скважины пульпа имеет плотность от 1,15 до 1,4 т/м³), на свежеприготовленный буровой раствор с известной низкой плотностью необходима для контроля плавучести трубопровода в момент его протягивания с одновременной балластировкой заполнением водой. Калибровка скважины, как правило, выполняется расширителем на размер меньше расширителя, использованного на конечном этапе расширения скважины.

Требуемый объем бурового раствора на калибровку скважины (V_k), определяется по формуле, м³:

$$V_k = V_{скв} \quad (7.13)$$

7.1.3. Расчет объема бурового раствора на протаскивание трубопровода в готовую скважину

Протаскивание дюкера в готовую скважину выполняется с непрерывной подачей бурового раствора через форсунки расширителя, после которого по ходу протягивания закреплен протягиваемый трубопровод. В процессе протаскивания с одновременной балластировкой трубопровода заливкой полости водой в целях контроля плавучести дюкера необходимо использовать свежеприготовленный буровой раствор с известной низкой плотностью. С учетом того, что при протаскивании происходит вытеснение дюкером значительного объема бурового раствора, закаченного в скважину при калибровке, то при должной организации работ по его приему, очистке и подаче в рабочую емкость установки ГНБ, приготовление нового бурового раствора может быть сведено к минимуму и ограничивается только производительностью установки очистки.

Требуемый объем бурового раствора на протаскивание трубопровода (дюкера) в готовую скважину ($V_{п}$), определяется по формуле, м³:

$$V_{п} = 0,5 \times (V_{скв} - V_{тр}) \quad (7.14)$$

где: 0,5 – коэффициент, характеризующий долю бурового раствора в объеме кольцевого пространства скважины вытесненного трубой при протаскивании дюкера;

$V_{тр}$ – объем протаскиваемого дюкера с учетом изоляции и футеровки $V_{тр} = 0,785 \times D_{тр}^2 \times L_{скв}$, м³

7.2. Расчет количества бентонита

Требуемое количество бентонита (A) для устройства перехода МГ методом ГНБ определяется по формуле, т:

$$A = A_б + A_к + A_п \quad (7.15)$$

где: $A_б$ – количество бентонита на механическое бурение, т;

$A_к$ – количество бентонита на калибровку скважины, т;

$A_п$ – количество бентонита на протаскивание дюкера в готовую скважину, т;

Требуемое количество бентонита ($A_б$) на механическое бурение скважины определяется по формуле, т:

$$A_б = V_{зр} \times H_{гл} + (V_б - V_{зр}) \times H_{гл,р} \quad (7.16)$$

Требуемое количество бентонита ($A_к$) на калибровку скважины определяется по формуле, т:

$$A_к = V_к \times H_{гл} \quad (7.17)$$

Требуемое количество бентонита ($A_п$) на протаскивание дюкера в готовую скважину определяется по формуле, т:

$$A_п = V_п \times H_{гл} \quad (7.18)$$

7.3. Расчет количества реагентов

Требуемое количество добавок реагентов (D) к буровому раствору для ГНБ определяется по формуле, кг:

$$D = \sum C_i \times V \quad (7.19)$$

где: C_i – расход i -ого реагента, кг/м³;

V – количество бурового раствора, м³;

Рекомендуемые значения расхода основных реагентов к буровым растворам для ГНБ приведены в приложении 6.

7.4. Расчет объема утилизируемого шлама

По окончании работ по устройству перехода МГ методом ГНБ весь накопленный в амбарах объем бурового шлама подлежит вывозу и утилизации на полигонах согласно проекту.

Объем шлама ($V_{ш}$), подлежащий вывозу и утилизации определяется по формуле, m^3 :

$$V_{ш} = V_p - (V_{скв} - V_{тр}) + V_{скв} \times 1,2 + V_k + V_{п} \quad (7.20)$$

где: 1,2 – коэффициент разуплотнения выбуренной породы.

При бурении без регенерации бурового раствора объем шлама ($V_{ш}$) определяется по формуле (7.20) с подстановкой вместо объема циркулирующего бурового раствора (V_p) значение всего объема бурового раствора, прокачиваемого насосами при механическом бурении ($V_б$).

8. Примеры расчетов

8.1. Пример 1.

8.1.1. Исходные данные

Проект арх.№ 6978.152.117.024.021.01-ТЛ – переход МГ через р. Сухона км 1970,8-км 1974,2 в составе стройки «Система магистральных газопроводов Ухта-Торжок. II нитка (Ямал)». Труба диаметром 1420 мм в заводской изоляции. Протяженность участка ГНБ (точка входа ПК975+22; точка выхода ПК984+67) на переходе через р. Сухона – 945 м. Инженерно-геологические условия в границах проектируемой скважины представлены грунтами: суглинки тяжелые пылеватые с гравием и галькой до 5%, пески пылеватые средней плотности с гравием и галькой 5-10%, супеси песчанистые текучие с редким гравием, суглинки легкие пылеватые полутвердые с прослоями песка мелкого и пылеватого с гравием и галькой до 5%, суглинки легкие пылеватые мягкопластичные с прослоями песка пылеватого с гравием и галькой до 5%, глины легкие пылеватые тугопластичные с прослоями песка пылеватого с редким гравием. По таблице гранулометрического состава грунтов включения гравия имеют размер не более 10 мм.

8.1.2. Определение инженерно-геологических условий для ГНБ

Систематизируем данные инженерно-геологических условий по проектному профилю подводного перехода, выполним их классификацию по группам буримости в ГНБ в соответствии с приложением 5 и представим результат в таблице 8.1.

Таким образом, устройство перехода методом ГНБ с длиной скважины 946 м (вычисленная по кривой) предусматривается в грунтах II группы, представленных преимущественно суглинками с включением гравия и гальки до 5%, а также песками с гравием и галькой 5-10%.

Таблица 8.1

Наименование ИГЭ по проекту	ИГЭ	группа грунта по ГЭСН 81-02-01-2001	$\rho_{гр}, \text{т/м}^3$	$L_{скв}, \text{м}$	$L_{скв} \times \rho_{гр}, \text{т/м}^2$	группа грунта для ГНБ	α	β	N
суглинки тяжелые пылеватые с гравием и галькой до 5%	44	35в	1,750	314,8	550,9	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
суглинки легкие пылеватые мягкопластичные с прослоями песка пылеватого с гравием и галькой до 5%	43	35б	1,70	165,0	280,4	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
суглинки легкие пылеватые полутвердые с прослоями песка мелкого и пылеватого с гравием и галькой до 5%	45	35в	1,750	107,2	187,5	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
ИТОГО суглинки			1,736	587,0	1018,8	II	1,4	1,3	8
пески пылеватые средней плотности с гравием и галькой 5-10%	37	29б	1,600	278,8	446,1	II	1,4-1,6	1,4	4-8
супеси песчанистые текучие с редким гравием	39	36а	1,650	39,1	64,5	II	1,4-1,6	1,3-1,4	4-8
ИТОГО пески и супеси			1,606	317,9	510,6	II	1,5	1,4	8

Наименование ИГЭ по проекту	ИГЭ	группа грунта по ГЭСН 81-02-01-2001	$\rho_{гр}, \text{т/м}^3$	$L_{скв}, \text{м}$	$L_{скв} \times \rho_{гр}, \text{т/м}^2$	группа грунта для ГНБ	α	β	N
глины легкие пылеватые тугопластичные с прослоями песка пылеватого с редким гравием	46	86	1,750	41,5	72,7	II	1,2-1,3	1,2	4-5
ИТОГО глины			1,750	41,5	72,7	II	1,3	1,2	5
ВСЕГО				946,4		II			

8.1.3. Определение требуемых характеристик бурового раствора и расхода глинопорошка

Примем, что буровой раствор для ГНБ готовится на глинопорошке отечественных месторождений бентонита модифицированном кальцинированной содой, в составе которого не содержатся добавки полимеров (все глинопорошки марки ПБМБ согласно ТУ 39-0147001-105-93 и СТО Газпром РД 2.1-149-2005, глинопорошок марки ГНБ-2 по ТУ 2164-012-41219638-2009 производства ООО «Бентонит Кургана»). Плотность глинопорошка $\rho_{гл} = 2,6 \text{ т/м}^3$, коэффициент коллоидальности $K_k = 0,8$, вода затворения пресная плотностью $\rho_v = 1 \text{ т/м}^3$.

Определим по приложению 4 расход глинопорошка марки ГНБ-2 на 1 м^3 бурового раствора и плотность бурового раствора по формуле (6.1), т/м^3 :

Суглинки

$$H_{гл} = 55 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_p = \frac{0,055 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,034 \text{ т/м}^3$$

Пески и супеси

$$H_{гл} = 60 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_p = \frac{0,060 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,037 \text{ т/м}^3$$

Глины

$$H_{гл} = 50 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_p = \frac{0,050 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,031 \text{ т/м}^3$$

Определим минимальную величину статического напряжения сдвига СНС из условия способности раствора удерживать частицы гравия до 5 мм с плотностью $2,5 \text{ г/см}^3$. В виду незначительного наличия частиц гравия в грунте (5-10%) применение биополимерных добавок

в раствор для удержания частиц с размером более 5 мм и выше в данном случае считается нецелесообразным. Определим значение СНС по формуле (6.2), дПа:

Суглинки

$$\text{СНС} = 5 \times [2 - \exp(-110 \times 0,005)] \times 0,005 \times (2500 - 1034) = 52,2$$

Пески и супеси

$$\text{СНС} = 5 \times [2 - \exp(-110 \times 0,005)] \times 0,005 \times (2500 - 1037) = 52,1$$

Глины

$$\text{СНС} = 5 \times [2 - \exp(-110 \times 0,005)] \times 0,005 \times (2500 - 1031) = 52,3$$

Определим пластическую вязкость бурового раствора по формуле (6.6), мПа*с:

Суглинки

$$\eta = \exp \left[\frac{0,8 \times 1,034 \times (1,034 - 1,0)}{2,6 - 1,0} \times 100 \right] = 5,8$$

Пески и супеси

$$\eta = \exp \left[\frac{0,8 \times 1,037 \times (1,037 - 1,0)}{2,6 - 1,0} \times 100 \right] = 6,8$$

Глины

$$\eta = \exp \left[\frac{0,8 \times 1,031 \times (1,031 - 1,0)}{2,6 - 1,0} \times 100 \right] = 4,9$$

Из условия оптимального значения коэффициента пластичности по формуле (6.8) $K_n=2 \div 3 \text{ с}^{-1}$ определим динамическое напряжение сдвига по формуле (6.7), дПа:

Суглинки

$$\tau_0 = (2 \div 3) \times 5,8 \times 4,78 = 55 \div 83$$

Пески и супеси

$$\tau_0 = (2 \div 3) \times 6,8 \times 4,78 = 65 \div 98$$

Глины

$$\tau_0 = (2 \div 3) \times 4,9 \times 4,78 = 47 \div 70$$

Обобщим полученные значения параметров бурового раствора и результат сведем в таблицу 8.2. Проектные характеристики бурового раствора подлежат уточнению на площадке строительства по результатам фактических измерений в полевой лаборатории с учетом химического состава воды, температуры окружающей среды и других факторов.

Таблица 8.2

Тип, марка используемого глинопорошка	ρ_p , т/м ³ , г/см ³	СНС ₁ , дПа	η , мПа*с	τ_0 , дПа	Φ , см ³ /30 мин	рН
ПБМБ, ГНБ-2	1,03-1,04	52-55	9,5	70-98	не более 14	9-10

8.1.4. Определение требуемого объема бурового раствора

Определим по формуле (7.3) объем скважины, м³:

Суглинки

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,3 \times 587 = 1941$$

Пески и супеси

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,4 \times 317,9 = 1132$$

Глины

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,2 \times 41,5 = 127$$

ВСЕГО

$$V_{\text{СКВ}} = 1941 + 1132 + 127 = 3200$$

Определим по формуле (7.2) общий объем бурового раствора требуемый для подачи буровыми насосами, м³:

Суглинки

$$V_6 = 1941 \times (1,4 + 8 - 1) = 16304$$

Пески и супеси

$$V_6 = 1132 \times (1,5 + 8 - 1) = 9622$$

Глины

$$V_6 = 127 \times (1,3 + 5 - 1) = 673$$

ВСЕГО

$$V_6 = 16304 + 9622 + 673 = 26599$$

Определим по формуле (7.6) потери бурового раствора на очистных сооружениях, м³:

Суглинки

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 1941 \times 0,1 + 1,02 \times 1941 \times 0,2 + 3 \times 1941 \times 0,35 = 2686$$

Пески и супеси

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 1132 \times 0,1 + 1,02 \times 1132 \times 0,2 + 3 \times 1132 \times 0,35 = 1567$$

Глины

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 127 \times 0,1 + 1,02 \times 127 \times 0,2 + 3 \times 127 \times 0,35 = 176$$

ВСЕГО

$$V_{\text{пот}} = 2686 + 1567 + 176 = 4429$$

Определим по формуле (7.5) объем замеса бурового раствора, м³:

Суглинки

$$V_{зр} = 120 + 1941 \times 1,4 + 2686 = 5523$$

Пески и супеси

$$V_{зр} = 120 + 1132 \times 1,5 + 1567 = 3385$$

Глины

$$V_{зр} = 120 + 127 \times 1,3 + 176 = 461$$

ВСЕГО

$$V_{зр} = 5523 + 3385 + 461 = 9369$$

Определим по формуле (7.10) при контролируемой плотности бурового раствора после регенерации $\rho_{р2}=1,08$ т/м³ плотность бурового раствора после очистки от шлама на очистных сооружениях, т/м³:

Суглинки

$$\rho_{р1} = \frac{1,034 \times \left(1,4 - \frac{2686}{1941 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,08 \times (8 - 1) + 1,736 \times (1 - 0,65)}{1,4 + 8 - 0,65 \times \left(\frac{2686}{1941 \times 0,65} + 1\right)} = 1,111$$

Пески и супеси

$$\rho_{р1} = \frac{1,037 \times \left(1,5 - \frac{1567}{1132 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,08 \times (8 - 1) + 1,606 \times (1 - 0,65)}{1,5 + 8 - 0,65 \times \left(\frac{1567}{1132 \times 0,65} + 1\right)} = 1,104$$

Глины

$$\rho_{р1} = \frac{1,031 \times \left(1,3 - \frac{176}{127 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,08 \times (5 - 1) + 1,75 \times (1 - 0,65)}{1,3 + 5 - 0,65 \times \left(\frac{176}{127 \times 0,65} + 1\right)} = 1,136$$

Определим по формуле (7.8) объем воды на разбавление повторно используемого бурового раствора, м³:

Суглинки

$$V_{раз} = (16304 - 5523) \times \left[\frac{1,111 - 1,08 - 0,055 \times 50\% \left(\frac{1,111}{2,6} - 1\right)}{1,111 - 1} \right] = 4541$$

Пески и супеси

$$V_{раз} = (9622 - 3385) \times \left[\frac{1,104 - 1,08 - 0,06 \times 50\% \left(\frac{1,104}{2,6} - 1\right)}{1,104 - 1} \right] = 2475$$

Глины

$$V_{раз} = (673 - 461) \times \left[\frac{1,136 - 1,08 - 0,05 \times 50\% \left(\frac{1,136}{2,6} - 1\right)}{1,136 - 1} \right] = 109$$

ВСЕГО

$$V_{раз} = 451 + 2475 + 109 = 3035$$

Определим по формуле (7.7) объем добавленного в циркуляцию бурового раствора, м³:

Суглинки

$$V_{\text{доб.р}} = 4541 + (16304 - 5523) \times \frac{0,055 \times 50\%}{2,6} = 4655$$

Пески и супеси

$$V_{\text{доб.р}} = 2475 + (9622 - 3385) \times \frac{0,06 \times 50\%}{2,6} = 2547$$

Глины

$$V_{\text{доб.р}} = 109 + (673 - 461) \times \frac{0,05 \times 50\%}{2,6} = 111$$

ВСЕГО

$$V_{\text{доб.р}} = 4655 + 2547 + 111 = 7313$$

Общий объем циркулирующего бурового раствора необходимый для механического бурения скважины определим по формуле (7.4), м³:

Суглинки

$$V_p = 5523 + 4655 = 10178$$

Пески и супеси

$$V_p = 3385 + 2547 = 5932$$

Глины

$$V_p = 461 + 111 = 572$$

ВСЕГО

$$V_p = 10178 + 5932 + 572 = 16682$$

Процент регенерации по формуле (7.12) составит, %:

$$P = \frac{26599 - 16682}{16682} \times 100 = 59$$

Определим по формуле (7.13) объем бурового раствора на калибровку скважины, м³:

$$V_k = 3200$$

Определим по формуле (7.14) требуемый объем бурового раствора на протаскивание трубопровода (дюкера) в готовую скважину, м³:

$$V_n = 0,5 \times (3200 - 0,785 \times 1,42^2 \times 946) = 851$$

Общий объем бурового раствора необходимый для устройства перехода определим по формуле (7.1), м³:

$$V = 16682 + 3200 + 851 = 20733$$

8.1.5. Определение требуемого количества бентонита

Определим по формуле (7.16) необходимое количество бентонита на механическое бурение скважины, т:

Суглинки

$$A_6 = 5523 \times 0,055 + (16304 - 5523) \times 0,055 * 50\% = 600$$

Пески и супеси

$$A_6 = 3385 \times 0,06 + (9622 - 3385) \times 0,06 * 50\% = 390$$

Глины

$$A_6 = 461 \times 0,05 + (673 - 461) \times 0,05 * 50\% = 28$$

ВСЕГО

$$A_6 = 600 + 390 + 28 = 1018$$

Определим по формуле (7.17) необходимое количество бентонита на калибровку скважины с учетом расхода бентонита для наилучших условий бурения, т:

$$A_k = 3200 \times 0,06 = 192$$

Определим по формуле (7.18) необходимое количество бентонита на протаскивание дюкера в готовую скважину, т:

$$A_n = 851 \times 0,06 = 51$$

Общее необходимое количество бентонита определим по формуле (7.15), т:

$$A = 1018 + 192 + 51 = 1261$$

8.1.6. Определение количества реагентов

Определим по формуле (7.19) и приложению 6 рекомендуемое количество реагентов к буровому раствору (кг) результат сведем в таблицу 8.3:

Таблица 8.3

Наименование грунтов	V_p , м ³	сода	ПАЦ НВ	ПАЦ ВВ	РНРА	Лубрикант	Детергент	Пеногаситель
суглинки	10178	3053	10178	10178	5089	20356	10178	5089
пески и супеси	5932	1780	11864	11864	-	11864	1186	-
глины	572	172	572	572	1144	1144	572	572
ВСЕГО		5005	22614	22614	6233	33364	11936	5661

8.1.7. Определение объема утилизируемого шлама

Определим по формуле (7.20) объем шлама, подлежащий вывозу и утилизации, м³:

$$V_{\text{ш}} = 16682 - (3200 - 0,785 \times 1,42^2 \times 946) + 3200 \times 1,2 + 3200 + 851 = 22870$$

8.2. Пример 2.

8.2.1. Исходные данные

Проект арх.№ 6978.152.110.024.021.03-ТЛ – переход МГ через р. Вымь км 1304,7-км 1314,7 в составе стройки «Система магистральных газопроводов Ухта-Торжок. II нитка (Ямал)». Труба диаметром 1420 мм в заводской изоляции. Протяженность участка ГНБ (точка входа ПК166+60; точка выхода ПК175+10) на переходе через р. Вымь – 850 м. Инженерно-геологические условия в границах проектируемой скважины представлены грунтами: глина легкая пылеватая твердая красно-коричневая, литифицированная с прослоями алевролитов и песчаников; суглинок легкий песчанистый тугопластичный с линзами песка мелкого насыщенного водой с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 10%; глина легкая пылеватая твердая с прослоями песка пылеватого с включениями гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%; гравийный грунт с супесчаным заполнителем насыщенный водой; песок средней крупности плотный от средней степени водонасыщения до насыщенного водой; суглинок легкий песчанистый твердый с прослоями супеси с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%; суглинки легкие песчанистые мягкопластичные с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%; песок гравелистый плотный насыщенный водой; пески мелкие средней плотности от средней степени водонасыщения до насыщенного водой.

8.2.2. Определение инженерно-геологических условий для ГНБ

Систематизируем данные инженерно-геологических условий по проектному профилю подводного перехода, выполним их классификацию по группам буримости в ГНБ в соответствии с приложением 4 и представим результат в таблице 8.4.

Таким образом, устройство перехода методом ГНБ с длиной скважины 850 м предусматривается преимущественно в грунтах III группы представленных твердыми глинами с прослоями алевролитов и песка пылеватого с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%. Кроме этого встречаются грунты II группы, представленные суглинками легкими с прослоями песка и супеси с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) от 10% до 15% и песками плотными мелкими и средней крупности водонасыщенными, а также встречается гравийный грунт IV группы.

Таблица 8.4

Наименование ИГЭ по проекту	ИГЭ	группа грунта по ГЭСН 81-02-01-2001	$\rho_{гр}$, т/м ³	$L_{скв}$, м	$L_{скв} \times \rho_{гр}$, т/м ²	группа грунта для ГНБ	α	β	N
глина легкая пылеватая твердая красно-коричневая, литифицированная с прослоями алевролитов и песчаников	7-1	8д	2,100	519	1090,826	III	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
глина легкая пылеватая твердая с прослоями песка пылеватого с включениями гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%	4-13	8д	2,100	105	219,946	III	1,4-1,6	1,3-1,4	6-10
Итого по грунтам III группы - глины			2,100	624	1310,772		1,5	1,3	8
суглинок легкий песчанистый тугопластичный с линзами песка мелкого насыщенного водой с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 10%	4-9	35в	1,750	123	215,615	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
суглинок легкий песчанистый твердый с прослоями супеси с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%	4-7	35г	1,950	23	44,091	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
суглинки легкие песчанистые мягкопластичные с включением гравия (2-10 мм) и гальки (10-40 мм) до 15%	4-11	35б	1,700	12	21,010	II	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
Итого по грунтам II группы - суглинки			1,775	158	280,716		1,4	1,3	8
песок средней крупности плотный от средней степени водонасыщения до насыщенного водой	4-2	29а	1,600	24	39,041	II	1,4-1,6	1,4	4-8
песок гравелистый плотный насыщенный водой	4-3	29в	1,700	10	17,132	II	1,4-1,6	1,4	4-8
пески мелкие средней плотности от средней степени водонасыщения до насыщенного водой	4-1	29а	1,600	8	13,558	II	1,4-1,6	1,4	4-8
Итого по грунтам II группы - пески			1,623	43	69,731		1,5	1,4	6
гравийный грунт с супесчаным заполнителем насыщенный водой	4-4	6а	1,750	25	44,084	IV	1,8	1,5	10
Итого по грунтам IV группы - гравий			1,750	25	44,084		1,8	1,5	10
ИТОГО				850					

8.2.3. Определение требуемых характеристик бурового раствора и расхода глинопорошка

Примем, что буровой раствор готовится с использованием готовой буровой смеси («готовая смесь в одном мешке») торговой марки Bentolux Horizont UN+ производства ООО «Баулукс (г. Альметьевск) по ТУ 2458-010-81065795-2009.

Плотность буровой смеси $\rho_{\text{гл}}=2,6$ т/м³, коэффициент коллоидальности $K_k=0,8$, вода затворения пресная плотностью $\rho_{\text{в}}=1$ т/м³.

Определим по приложению 4 расход буровой смеси марки Bentolux Horizont UN+ на 1 м³ бурового раствора, определим плотность бурового раствора по формуле (6.1), т/м³:

III группа грунтов – глины

$$H_{\text{гл}} = 25 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{р}} = \frac{0,025 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,015$$

II группа грунтов – суглинки

$$H_{\text{гл}} = 35 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{р}} = \frac{0,035 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,022$$

II группа грунтов – пески

$$H_{\text{гл}} = 45 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{р}} = \frac{0,045 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,028$$

IV группа грунтов – гравий

$$H_{\text{гл}} = 45 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{р}} = \frac{0,060 \times (2,6 - 1) + 1 \times 2,6}{2,6} = 1,037$$

Определим минимальную величину статического напряжения сдвига CHC_1 из условия способности раствора удерживать песчаные частицы и частицы гравия до 10 мм с плотностью 2,5 г/см³ по формуле (6.2), дПа:

II группа грунтов – пески

$$\text{CHC}_1 = 5 \times [2 - \exp(-110 \times 0,002)] \times 0,002 \times (2500 - 1028) = 17,6$$

IV группа грунтов – гравий

$$\text{CHC}_1 = 5 \times [2 - \exp(-110 \times 0,01)] \times 0,01 \times (2500 - 1037) = 122$$

Для повышения удерживающей и выносящей способности бурового раствора рекомендуется применить добавки биополимера (ксантановой смолы).

Формулы для расчета реологических характеристик бурового раствора (6.6; 6.7) справедливы для бесполимерных глинистых растворов и не применимы для растворов, приготовленных на буровых смесях, содержащих в своем составе полимерные реагенты. Значения пластической вязкости (η), динамического напряжения сдвига (τ_0) принимаются в соответствии с заявленными производителем буровой смеси показателями (приложение 4) и подлежат уточнению на месте производства работ по результатам пробных лабораторных исследований реологических свойств приготовленного бурового раствора, измеренных по вискозиметру на разных скоростях сдвига.

Обобщим полученные значения параметров бурового раствора и результат сведем в таблицу 8.5. Проектные характеристики бурового раствора подлежат уточнению на площадке строительства по результатам фактических измерений в полевой лаборатории с учетом химического состава воды, температуры окружающей среды и других факторов.

Таблица 8.5

Тип, марка используемого глинопорошка	ρ_p , т/м ³ , г/см ³	СНС, дПа	η , мПа*с	τ_0 , дПа	Φ , см ³ /30 мин	рН
Bentolux Horizont UN+	1,015- 1,037	18-122	15-40	55-200	не более 14	9-10

8.2.4. Определение требуемого объема бурового раствора

Определим по формуле (7.3) объем скважины для характерных участков грунтов, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,3 \times 624 = 2063$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,3 \times 158 = 522$$

II группа грунтов – пески

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,4 \times 43 = 153$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \times 1,8^2 \times 1,5 \times 25 = 95$$

ВСЕГО

$$V_{\text{СКВ}} = 2063 + 522 + 153 + 95 = 2833$$

Определим по формуле (7.2) общий объем бурового раствора, требуемый для подачи буровыми насосами, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_6 = 2063 \times (1,5 + 8 - 1) = 17536$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_6 = 522 \times (1,4 + 8 - 1) = 4385$$

II группа грунтов – пески

$$V_6 = 153 \times (1,5 + 6 - 1) = 995$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_6 = 95 \times (1,8 + 10 - 1) = 1026$$

ВСЕГО

$$V_6 = 17536 + 4385 + 995 + 1026 = 23942$$

Определим по формуле (7.6) потери бурового раствора на очистных сооружениях, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 2063 \times 0,1 + 1,02 \times 2063 \times 0,2 + 3 \times 2063 \times 0,35 = 2855$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 522 \times 0,1 + 1,02 \times 522 \times 0,2 + 3 \times 522 \times 0,35 = 722$$

II группа грунтов – пески

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 153 \times 0,1 + 1,02 \times 153 \times 0,2 + 3 \times 153 \times 0,35 = 212$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_{\text{пот}} = 1,3 \times 95 \times 0,1 + 1,02 \times 95 \times 0,2 + 3 \times 95 \times 0,35 = 132$$

ВСЕГО

$$V_{\text{пот}} = 2855 + 722 + 212 + 132 = 3921$$

Определим по формуле (7.5) объем замеса бурого раствора, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_{\text{зр}} = 120 + 2063 \times 1,5 + 2855 = 6070$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_{\text{зр}} = 120 + 522 \times 1,4 + 722 = 1573$$

II группа грунтов – пески

$$V_{\text{зр}} = 120 + 153 \times 1,5 + 212 = 561$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_{\text{зр}} = 120 + 95 \times 1,8 + 132 = 423$$

ВСЕГО

$$V_{\text{зр}} = 6070 + 1573 + 561 + 423 = 8627$$

Определим по формуле (7.10) при контролируемой плотности бурового раствора после регенерации $\rho_{p2}=1,07$ т/м³ плотность бурового раствора после очистки от шлама на очистных сооружениях, т/м³:

III группа грунтов – глины

$$\rho_{p1} = \frac{1,015 \times \left(1,5 - \frac{2855}{2063 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,07 \times (8 - 1) + 2,1 \times (1 - 0,65)}{1,5 + 8 - 0,65 \times \left(\frac{2855}{2063 \times 0,65} + 1\right)} = 1,117$$

II группа грунтов – суглинки

$$\rho_{p1} = \frac{1,022 \times \left(1,4 - \frac{722}{522 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,07 \times (8 - 1) + 1,755 \times (1 - 0,65)}{1,4 + 8 - 0,65 \times \left(\frac{722}{522 \times 0,65} + 1\right)} = 1,103$$

II группа грунтов – пески

$$\rho_{p1} = \frac{1,028 \times \left(1,5 - \frac{212}{153 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,07 \times (6 - 1) + 1,623 \times (1 - 0,65)}{1,5 + 6 - 0,65 \times \left(\frac{212}{153 \times 0,65} + 1\right)} = 1,105$$

IV группа грунтов – гравий

$$\rho_{p1} = \frac{1,037 \times \left(1,8 - \frac{132}{95 \times 0,65} \times 0,65\right) + 1,07 \times (10 - 1) + 1,750 \times (1 - 0,65)}{1,8 + 10 - 0,65 \times \left(\frac{132}{95 \times 0,65} + 1\right)} = 1,093$$

Определим по формуле (7.8) объем воды на разбавление повторно используемого бурового раствора, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_{\text{раз}} = (17536 - 6070) \times \left[\frac{1,117 - 1,07 - 0,025 \times 50\% \left(\frac{1,117}{2,6} - 1\right)}{1,117 - 1} \right] = 5304$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_{\text{раз}} = (4385 - 1573) \times \left[\frac{1,103 - 1,07 - 0,035 \times 50\% \left(\frac{1,103}{2,6} - 1\right)}{1,103 - 1} \right] = 1176$$

II группа грунтов – пески

$$V_{\text{раз}} = (995 - 561) \times \left[\frac{1,105 - 1,07 - 0,045 \times 50\% \left(\frac{1,105}{2,6} - 1\right)}{1,105 - 1} \right] = 197$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_{\text{раз}} = (1026 - 423) \times \left[\frac{1,093 - 1,07 - 0,06 \times 50\% \left(\frac{1,093}{2,6} - 1 \right)}{1,093 - 1} \right] = 262$$

ВСЕГО

$$V_{\text{раз}} = 5304 + 1176 + 197 + 262 = 6939$$

Определим по формуле (7.7) объем добавленного в циркуляцию бурового раствора, м³:

III группа грунтов – глины

$$V_{\text{доб.р}} = 5304 + (17536 - 6070) \times \frac{0,025 \times 50\%}{2,6} = 5359$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_{\text{доб.р}} = 1176 + (4385 - 1573) \times \frac{0,035 \times 50\%}{2,6} = 1195$$

I группа грунтов – пески

$$V_{\text{доб.р}} = 197 + (995 - 561) \times \frac{0,045 \times 50\%}{2,6} = 201$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_{\text{доб.р}} = 262 + (1026 - 423) \times \frac{0,06 \times 50\%}{2,6} = 269$$

ВСЕГО

$$V_{\text{доб.р}} = 5359 + 1195 + 201 + 269 = 7024$$

Общий объем циркулирующего бурового раствора необходимый для механического бурения скважины определим по формуле (7.4), м³:

III группа грунтов – глины

$$V_p = 6070 + 5359 = 11429$$

II группа грунтов – суглинки

$$V_p = 1573 + 1195 = 2768$$

I группа грунтов – пески

$$V_p = 561 + 201 = 762$$

IV группа грунтов – гравий

$$V_p = 423 + 269 = 692$$

ВСЕГО

$$V_p = 11429 + 2768 + 762 + 692 = 15651$$

Процент регенерации по формуле (7.12) составит, %:

$$P = \frac{23942 - 15651}{15651} \times 100 = 53$$

Определим по формуле (7.13) объем бурового раствора на калибровку скважины, м³:

$$V_k = 2833$$

Определим по формуле (7.14) требуемый объем бурового раствора на протаскивание трубопровода (дюкера) в готовую скважину, м³:

$$V_{\text{п}} = 0,5 \times (2833 - 0,785 \times 1,42^2 \times 850) = 744$$

Общий объем бурового раствора необходимый для устройства перехода определим по формуле (7.1), м³:

$$V = 15651 + 2833 + 744 = 19228$$

8.2.5. Определение требуемого количества буровой смеси

Определим по формуле (7.16) необходимое количество буровой смеси на механическое бурение скважины, т:

III группа грунтов – глины

$$A_{\text{б}} = 6070 \times 0,025 + (17536 - 6070) \times 0,025 \times 50\% = 295$$

II группа грунтов – суглинки

$$A_{\text{б}} = 1573 \times 0,035 + (4385 - 1573) \times 0,035 \times 50\% = 104$$

II группа грунтов – пески

$$A_{\text{б}} = 561 \times 0,045 + (995 - 561) \times 0,045 \times 50\% = 35$$

IV группа грунтов – гравий

$$A_{\text{б}} = 423 \times 0,06 + (1026 - 423) \times 0,06 \times 50\% = 43$$

ВСЕГО

$$A_{\text{б}} = 295 + 104 + 35 + 43 = 477$$

Определим по формуле (7.17) необходимое количество буровой смеси на калибровку скважины с учетом расхода смеси для наихудших условий бурения, т:

$$A_{\text{к}} = 2833 \times 0,06 = 170$$

Определим по формуле (7.18) необходимое количество буровой смеси на протаскивание дюкера в готовую скважину, т:

$$A_{\text{п}} = 744 \times 0,06 = 45$$

Общее необходимое количество буровой смеси определим по формуле (7.15), т:

$$A = 477 + 170 + 45 = 692$$

8.2.6. Определение количества реагентов

Определим по формуле (7.19) и приложению 6 рекомендуемое количество реагентов к буровому раствору (кг). С учетом того, что буровая смесь Bentolux Horizont UN+ уже содержит в своем составе базовые полимерные реагенты, предусмотрим только добавление биополимера для повышения удерживающей и выносящей способности бурового раствора при бурении в гравийном грунте и грунтах с включениями гравия и гальки, а также добавление частично

гидролизованного полиакриламида (РНРА) для бурения в глинах. Результат сведем в таблицу 8.6.

Таблица 8.6

Наименование грунтов	Vp , м ³	Сода	Ксантан	РНРА
глины (III гр.)	11429	3429	22858	22858
суглинки (II гр.)	2768	830	5536	2768
пески (II гр.)	762	229	-	-
Гравий (IV гр.)	692	208	2768	-
ВСЕГО		4696	31162	25626

8.2.7. Определение объема утилизируемого шлама

Определим по формуле (7.20) объем шлама, подлежащий вывозу и утилизации, м³:

$$V_{\text{ш}} = 16978 - (2833 - 0,785 \times 1,42^2 \times 850) + 2833 \times 1,2 + 2833 + 744 = 22467$$

Технические требования к качеству глинопорошков для ГНБ

Наименование характеристики глинопорошка	Ед.изм.	Значение	Нормативный документ	Методика выполнения измерений
выход раствора	м ³ /т	не менее 12* не менее 20**	СТО Газпром РД 2.1-149-2005	СТО Газпром 2-3.2-013-2005
массовая доля влаги	%	не более 10	СТО Газпром РД 2.1-149-2005	СТО Газпром 2-3.2-016-2005
массовая доля песчаной фракции	%	не более 4	СТО Газпром РД 2.1-149-2005	СТО Газпром 2-3.2-018-2005
коэффициент коллоидальности	доля	не менее 0,5* не менее 0,7**	СТО Газпром РД 2.1-149-2005	СТО Газпром 2-3.2-015-2005
общий обменный комплекс	мг-экв/100 г	не менее 60	ГОСТ 25795-83	СТО Газпром 2-3.2-014-2005
тонкость помола	%	не менее 98	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-017-2005
содержание свободной соды	%	не более 2	СТО Газпром РД 2.1-149-2005	СТО Газпром 2-3.2-019-2005

* для природного бентонита

** для модифицированного бентонита

Технические требования к параметрам буровым растворам для ГНБ

Наименование характеристики бурового раствора	Ед.изм.	Значение	Нормативный документ	Методика выполнения измерений
плотность	т/м ³ , кг/см ³	1,02-1,15	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-002-2005
условная вязкость	С	25-50	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-004-2005
объемное содержание песка	%	не более 2%	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	ГОСТ 33213-2014
показатель статической фильтрации	см ³ /30мин	5-14	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-003-2005
толщина глинистой корки	мм	1-2	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-003-2005
статическое напряжение сдвига	дПа, мг/см ²	15-20	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-005-2005
водородный показатель	рН	9-10	СТО Газпром 2-2.2-319-2009	СТО Газпром 2-3.2-007-2005

Рекомендуемые значения статического напряжения сдвига (СНС) и динамического напряжения сдвига (τ_0) буровых растворов для ГНБ в зависимости от разновидности грунтов

Разновидность грунтов (по ГОСТ 25100-2011)	СНС, дПа	τ_0 , дПа	Примечание*
глины, суглинки, супеси с содержанием песчаных частиц от 0,05 мм до 2 мм	15-20	45-60	СТО Газпром 2-2.2-319-2009, Формулы (6.2); (6.2.1)
песок гравелистый с размером частиц 2 мм и более	20-40	60-115	
гравийно-дресвяные с размером частиц от 2 до 10 мм	50-120	90-270	
галечно-щебенистые с размером частиц свыше 10 мм до 30 мм	90-260	270-540	

* Показатель СНС принимается как наибольшее из значений: расчетное значение СНС по формуле (6.2) из условия удерживания частиц выбуренной породы и диапазона рекомендуемых значений по СТО Газпром 2-2.2-319-2009.

Рекомендуемые значение расхода глинопорошка (готовой буровой смеси) для ГНБ основных отечественных производителей

№ п/п	Марка глинопорошка (буровой смеси) ТУ	Производитель	Разновидность грунтов	Расход, кг/м ³	τ ₀ , дПа	ρ, мПа*с
1	BENTEX-S ТУ 2164-003-09824493-2012	ООО "ОТЭКС" (г. Москва)	глина	20-21	25-35	5-10
			суглинки	23-26	45-55	5-10
			супеси, песок	27-30	60-75	10-15
			песок крупный	32-35	90-105	10-15
			гравий, галька	36-38	105-120	10-15
2	BENTEX ТУ 2164-003-09824493-2012		глина	15-16	25-35	5-10
			суглинки	18-20	45-55	5-10
			супеси, песок	20-26	60-75	10-15
			песок крупный	27-29	90-105	10-15
3	BENTEX-L ТУ 2164-003-09824493-2012		гравий, галька	30-32	105-120	10-15
			глина	12-14	25-35	5-10
			суглинки	15-17	45-55	5-10
			супеси, песок	19-22	60-75	10-15
4	Bentolux Horizont UN+ ТУ 2458-010-81065795-2106		песок крупный	23-25	90-105	10-15
			гравий, галька	26-28	105-120	10-15
		глина	20-25	24-55	10-15	
		суглинки	25-35	55-98	15-22	
5	ПБМБ ТУ 39-0147001-105-93	супеси, песок	40-45	48-120	20-30	
		песок крупный	35-50	83-145	22-35	
		гравий, галька	45-60	120-200	25-40	
		глина	50	55-60	4-6	
		суглинки	55	60-70	4-7	
6	ГНБ-2 ТУ 2164-012-41219638-2009	супеси, песок	60	70-80	5-8	
		песок крупный	65	80-90	6-10	
		гравий, галька	70	90-105	7-12	
		глина	50-60	20-53	4-6	
7	ГНБ-30 ТУ 2164-012-41219638-2009	суглинки	50-60	20-58	4-7	
		супеси, песок	60-70	24-72	5-8	
		песок крупный	65-75	29-86	6-10	
		гравий, галька	70-80	38-108	7-12	
		глина	20-25	20-53	4-6	
		суглинки	25-30	20-58	4-7	
		супеси, песок	35-40	24-72	5-8	
		песок крупный	40-50	29-86	6-10	
		гравий, галька	40-45	38-108	7-12	

Классификация грунтов в ГНБ по группам буримости и значения показателей α , β , N

Группа грунтов	Наименование и характеристика грунта	α	β	N*
I	торф и растительный слой без корней	1,7-1,8	1,5	4-5
	ил влажный и иловатые грунты			
	суглинки легкие, лессовидные	1,2-1,4	1,2	
	супеси без гальки и щебня	1,3-1,5	1,2-1,4	
	пески (не плавунуны) рыхлые	1,7-1,8	1,5	
	мел слабый	1,4-1,6		
II	торф и растительный слой с корнями или с небольшой примесью мелкой (до 3 см) гальки и щебня	1,7-1,8	1,5	4-5
	глины слабой и средней плотности (ленточные и пластичные)	1,2-1,3	1,2	
	лесс			
	суглинки с примесью до 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня, суглинок плотный	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
	супеси с примесью до 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня	1,4-1,6	1,3-1,4	
пески плотные	1,4-1,6	1,4		
III	глины с частыми прослоями (до 5 см) слабосцементированных песчаников и мергелей, плотные, мергелистые, загипсованные, песчанистые	1,3-1,5	1,2-1,3	4-8
	суглинки с примесью свыше 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня, суглинок плотный	1,4-1,6	1,3-1,4	6-10
	супеси с примесью свыше 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня	1,5-1,6	1,3-1,5	
	песчаники, слабосцементированные глинистым и известковистым цементом	1,4-1,6	1,3-1,4	
	плавунуны	1,8	1,5	
	лес плотный, дресва	1,4-1,6	1,4	
	мел плотный			
IV	глины плотные с прослоями доломита; глины аргиллитоподобные, весьма плотные, плотные сильнопесчанистые	1,3-1,5	1,2-1,3	8-10
	алевролиты; аргиллиты			
	песчаники глинистые, песчаники на известковистом и железистом цементе	1,4-1,6	1,2-1,3	10
	неплотные известняки и доломиты			
	галечно-щебенистые грунты; галечник мерзлый, связанный глинистым или песчано-глинистым материалом с ледяными прослойками	1,8	1,5	
мергель плотный	1,2-1,4	1,2-1,3		

* величину требуемой кратности прокачки бурового раствора в грунтах, содержащих включения гальки и щебня, рекомендуется принимать по верхней границе указанного интервала значений.

Рекомендуемые значение расхода основных реагентов к буровым растворам для ГНБ

Группа грунтов	Наименование и характеристика грунта	Сода	ПАЦ НВ	ПАЦ ВВ	Ксантан	РНРА	Лубрикант	Детергент	Пеногаситель
I	торф и растительный слой без корней	0,2-0,5	-	-	-	-	0-5		
	ил влажный и иловатые грунты		1,5-3	1,5-3	-	-	0-5		
	суглинки легкие, лессовидные		0,5-1,5	0,5-1,5	-	0,5-1,5	0-5	0,5-1	0,2-1
	супеси без гальки и щебня		1,5-3	1,5-3	-	-	0-5	0-0,5	-
	пески (не плывуны) рыхлые			2-5	-	-	0-5	-	-
	мел слабый		-	-	-	-	0-5	-	-
II	торф и растительный слой с корнями или с небольшой примесью мелкой (до 3 см) гальки и щебня	0,2-0,5	-	-	-	-	0-5	-	-
	глины слабой и средней плотности (ленточные и пластичные)		0,5-1,5	0,5-1,5	-	1,5-3	0-5	1-1,5	1-2
	лесс		0,5-1,5	0,5-1,5	-	-	0-5	0-0,5	-
	суглинки с примесью до 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня, суглинок плотный		0,5-1,5	0,5-1,5	0-2,5	0,5-1,5	0-5	0,5-1	0,2-1
	супеси с примесью до 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня		1,5-3	1,5-3	0-2,5	-	0-5	0-0,5	-
	пески плотные		1,5-3	1,5-3	-	-	0-5	-	-
III	глины с частыми прослоями (до 5 см) слабосцементированных песчаников и мергелей, плотные, мергелистые, загипсованные, песчанистые	0,2-0,5	0,5-1,5	0,5-1,5	-	1,5-3	0-5	1-1,5	1-2
	суглинки с примесью свыше 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня, суглинок		0,5-1,5	0,5-1,5	0-2,5	0,5-1,5	0-5	0,5-1	0,2-1

Группа грунтов	Наименование и характеристика грунта	Сода	ПАЦ НВ	ПАЦ ВВ	Ксантан	РНРА	Лубрикант	Детергент	Пеногаситель
	плотный								
	супеси с примесью свыше 20% мелкой (до 3 см) гальки или щебня		1,5-3	1,5-3	-	-	0-5	0-0,5	-
	песчаники, слабосцементированные глинистым и известковистым цементом		1,5-3	1,5-3	-	-	0-5	-	-
	пльвуны		3-5	3-5	-	-	0-5	-	-
	лес плотный, дресва		0,5-1,5	0,5-1,5	0-2,5	-	0-5	-	-
	мел плотный		-	-	-	-	0-5	-	-
IV	глины плотные с прослоями доломита; глины аргиллитоподобные, весьма плотные, плотные сильнопесчанистые	0,2-0,5	0,5-1,5	0,5-1,5	-	1,5-3	0-5	1-1,5	1-2
	алевролиты; аргиллиты		-	-	-	-	0-5	-	-
	песчаники глинистые, песчаники на известковистом и железистом цементе		-	-	0-2,5	-	0-5	-	-
	неплотные известняки и доломиты		-	-	0-2,5	-	0-5	-	-
	галечно-щебенистые грунты; галечник мерзлый, связанный глинистым или песчано-глинистым материалом с ледяными прослойками		1,5-3	1,5-3	2,5-5	-	0-5	-	-
	мергель плотный		-	-	0-2,5	-	0-5	-	-

БИБЛИОГРАФИЯ

- ВН-98 Ведомственные нормы. Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения.
- РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов ОАО НПО «Бурение»
- РД 39-3-819-91 Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин
- СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 Освоение подземного пространства. Прокладка подземных инженерных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения.
- Заключение
о результатах экспертизы Заключение
о результатах экспертизы №
ООО «Стройгазпроект», Санкт-Петербург, 2016 г.
- Справочник А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков.
Справочник по промывке скважин - Москва, Недра,
1984 г.
- Справочное пособие А.И. Булатов, С.В. Долгов. Спутник буровика. –
Москва, Недра, 2006 г.
- Справочное пособие Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты
в бурении. – Москва, 2007 г.
- Вестник Московского В.Н. Матвеевко, Е.А. Кирсанов. Вязкость и структура
университета, №4 дисперсных систем - Москва, 2011 г.
- Учебное пособие Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А.
Буровые промывочные жидкости - Тюменский
государственный нефтегазовый университет, Тюмень,
2011 г.
- Методические указания М.П. Немцева, Д.В. Филиппов. Реологические свойства
коллоидных систем. - Ивановский государственный
химико-технологический университет, Иваново, 2006
г.

Методические указания	А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Томский политехнический университет, Томск, 2016 г.
Методические указания	Н.М. Уляшева, Н.Г. Деминская, М.А. Михеев. Разработка технологических регламентов буровых растворов. – Ухтинский государственный технический университет, Ухта, 2010 г.
Курс лекций	Епихин А.В. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. - Томский политехнический университет, Томск, 2013 г.