

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПНефть»
структурное подразделение**

Заказчик – Управление поисково-разведочных работ

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ БУРОВОГО ШЛАМА И
БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**МАТЕРИАЛЫ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

23901-ОВОС

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМОВ БУРОВОГО ШЛАМА И
БУРОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**МАТЕРИАЛЫ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

23901-ОВОС

Главный инженер

25.01.2024

А.П.Пестряков

Начальник отдела проектных
работ по охране окружающей
среды

25.01.2024

А.В.Антонюк

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
23901-ОВОС-С	Содержание тома	2
23901-ОВОС.ТЧ	Текстовая часть	3
	Общее количество листов документов, включенных в том	181

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	23901-ОВОС-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
								Содержание тома	П	1	
			Разраб.	Евдокимова		25.01.24					
			Разраб.	Рыткина		25.01.24					
			Н. контр.	Евдокимова		25.01.24					
			Нач. отд.	Антонюк		25.01.24		ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»			

Оглавление

1	ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОЗМОЖНЫХ АЛЬТЕРНАТИВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТКАЗА ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	6
1.1	Сведения о заказчике планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности	6
1.2	Наименование планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности и планируемое место его реализации	6
1.3	Цель и необходимость реализации, планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности.....	6
1.4	Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности, включая альтернативные варианты.....	6
1.5	Техническое задание	10
2	АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЕРРИТОРИИ, НА КОТОРУЮ МОЖЕТ ОКАЗАТЬ ВЛИЯНИЕ ПЛАНИРУЕМАЯ (НАМЕЧАЕМАЯ) ХОЗЯЙСТВЕННАЯ И ИНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ	11
2.1	Климатические условия.....	11
2.2	Геологические условия, гидрогеологические условия, тектоника и сейсмические условия, характеристика опасных экзогенных процессов.....	16
2.3	Гидрографическая характеристика	27
2.4	Почвенно-растительные условия	38
2.4.1	Характеристика почвенного покрова	38
2.4.2	Характеристика растительного покрова	48
2.5	Характеристика животного мира.....	51
2.6	Редкие и находящиеся под угрозой исчезновения виды животных, растений и грибов, занесенные в Красную книгу РФ и субъектов РФ	58
2.7	Зоны с особыми условиями использования территорий	63
2.7.1	Земли особо охраняемых природных территорий. Водно-болотные угодья. Ключевые орнитологические территории.....	63
2.7.2	Объекты культурного наследия	66
2.7.3	Территории традиционного природопользования	66
2.7.4	Водоохранные, рыбохозяйственные заповедные зоны, прибрежные защитные полосы водных объектов.....	67
2.7.5	Зоны санитарной охраны водозаборов подземных вод.....	69
3	ОПИСАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ПЛАНИРУЕМЫЕ ВАРИАНТЫ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТА, ОКАЗЫВАЮЩЕГО НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	70

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

23901-ОВОС.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Евдокимова			25.01.24
Разраб.		Рыткина			25.01.24
Н. контр.		Евдокимова			25.01.24
Нач. отд.		Антонюк			25.01.24

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	180

ПАО «Сургутнефтегаз»
«СургутНИПИнефть»

4	ВОЗМОЖНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ С УЧЕТОМ АЛЬТЕРНАТИВ	73
4.1	Воздействие на атмосферный воздух, геологическую среду и подземные воды, поверхностные воды, почвы, растительный и животный мир	74
4.2	Воздействие на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления	75
5	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ХАРАКТЕР И МАСШТАБ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СВЯЗАННЫХ С НИМИ СОЦИАЛЬНЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ.....	77
6	МЕРОПРИЯТИЯ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЕ И (ИЛИ) УМЕНЬШАЮЩИЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ.....	79
7	ОЦЕНКА ЗНАЧИМОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ	80
8	СРАВНЕНИЕ ПО ОЖИДАЕМЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ И СВЯЗАННЫМ С НИМИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОСЛЕДСТВИЯМ РАССМАТРИВАЕМЫХ АЛЬТЕРНАТИВ, А ТАКЖЕ ВАРИАНТА ОТКАЗА ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА, ПРЕДЛАГАЕМОГО ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ.....	81
8.1	Перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат	82
8.2	Социально-экономические последствия.....	83
9	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МЕРОПРИЯТИЯМ ПРОГРАММЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ ЭТАПОВ ПОДГОТОВКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	84
10	РАЗРАБОТКА ПО РЕШЕНИЮ ЗАКАЗЧИКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	88
11	ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	89
12	СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	90
13	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ	91

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							2

Приложение А (справочное) Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»	93
Приложение Б (справочное) Акт лабораторных исследований бурового шлама.....	109
Приложение В (справочное) Отчет о выполненных опытно-промышленных работах по мониторингу строительства контрольных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»	115

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ВОЗМОЖНЫХ АЛЬТЕРНАТИВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТКАЗА ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 Сведения о заказчике планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности

Заказчик – публичное акционерное общество ПАО «Сургутнефтегаз» (далее – ПАО «Сургутнефтегаз»), управление поисково-разведочных работ (далее – УПРР).

Юридический (почтовый) адрес Заказчика – Россия, 628415, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.Сургут, ул.Григория Кукуевецкого, 1, корпус 1.

Почтовый адрес Заказчика – Россия, 628404, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.Сургут, ул.Энтузиастов 35.

1.2 Наименование планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности и планируемое место его реализации

Наименование объекта государственной экологической экспертизы: «Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»» (далее - Методика).

Место реализации объекта государственной экологической экспертизы

Реализация методики расчета объемов шламов и буровых сточных вод, образующихся при строительстве скважин с учетом существующих технологий ПАО «Сургутнефтегаз» планируется в пределах участков недр территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

Территория деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» затрагивает следующие субъекты Российской Федерации: Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Красноярский край, Новосибирская область.

Участки недр предоставлены ПАО «Сургутнефтегаз» на основании лицензий на пользование недрами с целевым назначением для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых, для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых.

1.3 Цель и необходимость реализации, планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности

Цель материалов оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности (далее – ОВОС) заключается в оценке воздействия на окружающую среду расчета объемов шламов и буровых сточных вод, образующихся при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз», представленного в настоящей Методике, для последующего принятия решений о возможности или невозможности его применения. Реализация (применение) Методики обусловлена необходимостью установления единого порядка расчета объемов буровых шламов и буровых сточных вод при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин на буровых площадках со шламовыми амбарами, а также с траншеями для

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ

строительстве эксплуатационных, нагнетательных, контрольных, специальных скважин и скважин временного технического водоснабжения на территории ПАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири».

Удельные нормативы сформированы исходя из фактических измерений объема БШ образовавшегося в процессе строительства скважины на 1 метр проходки, без учета типа профиля, конструкции, глубины скважин, что значительно влияет на итоговый объем образующихся БШ и БСВ.

Таким образом, при расчете объемов образования БШ и БСВ по удельным нормативам получаются некорректные данные.

Выбор оптимального варианта размещения БШ

При разработке нормативно-технического документа «Методика расчета объема бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз», устанавливается единый порядок расчета объемов БШ и БСВ, образующихся при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации.

Разработанная Методика базируется на утвержденной в настоящий момент времени документации, регламентирующей требования к отходам бурения скважин, а также к технологическим процессам, которые проводятся на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» и связаны с образованием отходов.

При разработке настоящей Методики применялся метод расчета объемов БШ и БСВ, образующихся при бурении скважин, апробированный в рамках внедрения «Временного технологического регламента по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод», и использован в проектной документации на строительство скважин.

Расчет необходимого количества бурового раствора, время строительства скважин и значения удельных потерь бурового раствора указаны в «Методике расчета объемов использования бурового раствора для бурения эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз». Качественные и количественные характеристики БШ, плотность горных пород, время строительства скважин и значения удельных потерь бурового раствора указанные при расчетах, установлены в «Временном технологическом регламенте по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод».

Актуальность Методики подтверждают внесенные изменения:

- при расчете количества выбуренной породы добавлен коэффициент разуплотнения горных пород при взаимодействии с буровым раствором. Коэффициент рассчитан по результатам опытно-промышленных и лабораторных исследований по определению характеристик БШ (влажности с использованием галогенного анализатора влажности модели HG-53, гранулометрического и фракционного состава с помощью лазерного анализатора «Мальверн») отобранного в процессе строительства скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»;

- добавлен расчетный коэффициент поглощения выбуренной породы для скважин Восточной Сибири, учитывающий объем выбуренной породы оставшийся в поглощающих горизонтах при бурении скважин;

- в расчет количества отходов бурения добавлена формула, учитывающая вклад утяжелителя.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

В формулу для расчета БСВ введен объем бурового раствора, планируемого для повторного использования; актуализированы расчетные коэффициенты, применяемые в формулах расчета количества отходов.

Результаты, полученные на основании Методики дают фактические объемы БШ и БСВ.

1.5 Техническое задание

В соответствии с п.4.2 приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 №999 /1/ решение о подготовке технического задания на проведение оценки воздействия на окружающую среду (далее – ТЗ на ОВОС) принимает заказчик документации по планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности. Заказчиком (УПРР) принято решение об отсутствии необходимости подготовки ТЗ на ОВОС по объекту «Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ

Лист
8

Климатические условия Ямало-Ненецкого автономного округа

Климат данного региона континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Климатическая характеристика рассмотрена по метеостанции Нумто.

Среднегодовая температура воздуха – минус 5,2 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 24,2 °С, а самого жаркого июля – плюс 16,3 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 53 °С, абсолютный максимум – плюс 32 °С (м/с Нумто).

Дата первого заморозка осенью - 16.09, последнего - 6.06. Продолжительность безморозного периода 101 день.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 381 мм, в холодное время с ноября по март – 117 мм, годовая сумма осадков – 498 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 71 до 85%.

Средняя дата образования снежного покрова 11.10, дата схода 18.05. Сохраняется снежный покров 218 дней.

Средняя годовая скорость ветра – 4,1 м/с, средняя за январь – 3,7 м/с и средняя в июле – 4,4 м/с. В течение года преобладают ветры южного и юго-западного направления, в январе - южного и юго-западного, а в июле - северного и северо-восточного.

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – ID.

Климатические условия Ненецкого автономного округа

Климат региона определяется его высокоширотным положением за Полярным кругом, особенностями атмосферной циркуляции и радиационного баланса, а также характером подстилающей поверхности тундры и близостью Баренцева моря. Все эти факторы формируют типично арктический климат с продолжительной суровой зимой, коротким летом, слабо выраженными переходными сезонами, значительной облачностью, метелями и туманами.

Климатическая характеристика региона рассмотрена по метеостанции Хорей-Вер.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 5 °С. Самые холодные месяцы январь – февраль со средними температурами – минус 20 °С. Абсолютный минимум составил минус 53 °С. Самый теплый месяц - июль со средней температурой воздуха – плюс 12,6 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха за период наблюдений составил плюс 34 °С.

Начало весны, характеризуемое переходом температуры воздуха через ноль, приходится на вторую декаду мая. Осенью переход температуры через 0 °С происходит в первую декаду октября. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 53 дня.

Лето (период с температурой воздуха выше 10 °С) наступает в третьей декаде июня. В любой из летних месяцев при вторжении арктических воздушных масс возможны заморозки. Первые осенние заморозки в среднем наблюдаются во второй декаде августа. Средняя дата наступления устойчивых морозов приходится на 20 октября.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		11

В течение года преобладают ветра со скоростью 4-8 м/с. Направление ветра имеет четко выраженный сезонный характер - зимой преобладают южные и юго-западные, летом северные и северо-восточные ветры.

Средние многолетние годовые суммы осадков составляют более 500 мм. Наибольшие месячные суммы осадков приходятся на июль-сентябрь, наименьшие - на февраль-март. В течение года осадки выпадают неравномерно. Основная их часть 65-70% приходится на теплый период года (апрель-октябрь) и 35-30% на зимний период (ноябрь-март) – 25-30%, смешанных (мокрый снег, снег с дождем) – 10-15%.

Снежный покров появляется, в среднем, в начале октября, устойчивым он становится во второй декаде октября. Число дней в году со снежным покровом 225. Средняя дата разрушения снежного покрова - вторая декада мая, а дата схода - конец мая - начало июня. Наибольшая за зиму среднедекадная высота снежного покрова составила 80 см, средняя - 57 см.

Относительная влажность воздуха в течение всего года удерживается высокой, однако, можно выделить максимум с ноября по апрель - 81-89%. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 82%.

Климатические условия Тюменской области

Климатическая характеристика региона рассмотрена по метеостанции Демьянское.

Среднегодовая температура воздуха – минус 0,2 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 18,9 °С, а самого жаркого июля – плюс 18,0 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 51 °С, абсолютный максимум – плюс 37 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – плюс 23,8 °С.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 401 мм, в холодное время с ноября по март – 147 мм, годовая сумма осадков составляет 548 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 63 % до 85%.

Максимальная высота снежного покрова 5% обеспеченности 90 см (постоянная рейка, открытый участок). Средний за зиму снегоперенос: 92 м³/м. Максимальный за зиму снегоперенос: 144 м³/м.

Средняя годовая скорость ветра – 2,4 м/с, средняя за январь – 2,1 м/с и средняя в июле – 2,3 м/с.

В течение года преобладают ветры южного направления, в январе также южного, в июле – северного. Преобладающее направление ветра при метелях: южное.

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – IV.

Климатические условия Красноярского края

Климатическая характеристика района рассмотрена по метеостанции Дудинка.

В зимний период территорию охватывает мощный сибирский антициклон, начинающий образовываться в сентябре. В антициклоне происходит формирование континентального очень холодного воздуха, достигающего своего максимума в январе-феврале. При сильных морозах в затишье образуются морозные туманы.

Лето хотя короткое и теплое, а иногда жаркое, однако ночи прохладные и вероятны заморозки во все летние месяцы. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температур.

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							12

Хотя осадков здесь выпадает немного, наличие вечной мерзлоты и незначительное испарение влаги с поверхности обуславливают сильную заболоченность.

Средняя дата первого заморозка в воздухе осенью – 05.09, средняя дата последнего заморозка весной – 12.06.

Продолжительность холодного периода 247 дней, продолжительность теплого периода 118 дней.

Средняя дата образования снежного покрова 26.09, дата схода 09.06. Сохраняется снежный покров 248 дней. Средняя высота снежного покрова за зиму – 89 см, наибольшая – 153 см.

Количество осадков за апрель-октябрь составляет 317 мм, количество осадков за ноябрь-март составляет 203 мм.

В течение года преобладают ветры восточного направления. В январе южного, а в июле северного направления.

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – IB.

Климатические условия Новосибирской области

Климатические особенности территории Новосибирской области определяет ее географическое положение. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие перепады от тепла к холоду.

Климатическая характеристика области рассмотрена по метеостанции Кыштовка и по метеостанциям Северное и Пудино.

Дата первого заморозка осенью – 2.09, последнего – 2.06 Продолжительность безморозного периода – 91 день (м/ст Северное).

Преобладающее направление ветра в период с декабря по февраль юго-западного направления, с июля по август – северного (м/ст Кыштовка).

В течение года преобладают ветры юго-западного направления. В январе и июле также юго-западного направления. Средняя годовая скорость ветра – 2,9 м/с, средняя за январь – 2,7 м/с и средняя в июле – 2,0 м/с.

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – IB.

Климатические условия Иркутской области

Главными факторами, определяющими своеобразие климата Иркутской области, являются характер общей циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории – ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана.

В зимний период территорию охватывает мощный сибирский антициклон, начинающий образовываться в сентябре. В антициклоне происходит формирование

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

обломочным материалом), песчаными (песками разной крупности, с обломочным материалом) и крупнообломочными грунтами (щебенистый грунт). С поверхности элювиальные грунты перекрыты делювиальными отложениями современного возраста (dQ_{IV}), которые представлены глинистыми грунтами (глинами и суглинками разной консистенции).

Юрские отложения – это и песчаники разной степени цементации. Слабосцементированные песчаники разрушились до песков. Наиболее крепко сцементированные разности песчаников сохранились в виде слоев, прослоев и линз среди дисперсных элювиальных грунтов.

Район расположен в зоне островного и прерывистого развития многолетнемерзлых грунтов. Большая часть территории находится на площади распространения талых грунтов.

Ямало-Ненецкий автономный округ находится в пределах Западно-Сибирской плиты. Западно-Сибирская плита эпипалеозойской Урало-Сибирской платформы имеет четкое двухъярусное строение: нижний ярус – фундамент плиты и верхний ярус – мезо-кайнозойский платформенный чехол.

Согласно схеме инженерно-геологического районирования Западно-Сибирской плиты (по В.Т.Трофимову) территория относится к инженерно-геологической области первого порядка – области средне- и позднечетвертичных ледниковых аккумулятивных равнин, сложенных многолетнемерзлыми и тальми сильноувлажненными породами. Как область второго порядка – Центральная Сибирско-Увальская область развития возвышенных плоских в разной степени заболоченных среднетчетвертичных водно-ледниковых равнин.

Фундамент плиты залегает глубоко, и его породы не имеют инженерно-геологического значения.

Платформенный чехол представлен мощной толщей осадочных, преимущественно терригенных отложений юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем, Мощность платформенного чехла изменяется от первых десятков и сотен метров до 2-5 км.

Важная роль в завершении современной структуры Западно-Сибирской плиты принадлежит неотектоническому этапу развития территории, в течение которого образовался неотектонический ярус, сложенный олигоцен-четвертичными отложениями мощностью до 150-400 м, современный рельеф, воды первого гидрогеологического комплекса, на севере возникла многолетняя мерзлота. Новейший этап развития имеет особое значение для познания инженерно-геологических условий территории Западной Сибири.

В голоцене происходило многократное изменение состояния пород верхней части разреза Западно-Сибирской плиты, формирование его современного облика, а также развитие многих экзогенных геологических процессов. Одной из наиболее специфических особенностей голоцена является чрезвычайно широкое развитие болотообразовательного процесса на огромных просторах плиты. Под его влиянием сформировались мощные торфяные залежи, венчающие разрез различных геоморфологических уровней, которые выделяются в особый геолого-генетический комплекс поверхностных отложений – комплекс голоценовых озерно-болотных отложений.

Ненецкий автономный округ относится к двум докембрийским осадочным платформам различного возраста - Русской и Тимано-Печорской. Условная линия разграничения соответствует району глубинных разломов западного Тимана.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							16

Каргинская свита широко распространена в северной части листа и вскрывается повсеместно по берегам рек Агапа, Янгода и Пясины, где ее отложения формируют террасу с абсолютных высот 70-80 м. Каргинский мариний представлен параллельно переслаивающимися глинами, глинистыми алевролитами и песками с тепловодной фауной моллюсков вложены в верхнюю в местном разрезе северосибирскую морену, которая слагает обширные водоразделы к северу от оз. Пясино. Древний береговой клиф бореальной трансгрессии выражен в рельефе четким уступом высотой 40-50 м в нижнем течении рек Янгода и Агапа, а контакт с мореной подчеркнут шtrandовой фацией вдоль тылового шва. В верхней части разреза отсутствуют бореальные моллюски. Мощность каргинской свиты достигает 50 м.

Лимний. Алевролиты, глины и илы мощностью до 5 м. Большею частью показаны на карте на водоразделах Северо-Сибирской низменности, где приурочены к полям развития гляциокарстовых и термокарстовых озер.

Северосибирские слои представлены переуплотненным глинистым и песчаным диамиктоном со значительным содержанием крупнообломочного материала, достигающим 24-35 %. Они вскрываются в депрессиях по долинам рек и в основании водораздельных гряд, залегая на неровном ложе меловых, ниже- и средне-неоплейстоценовых отложений.

Верхняя пачка – темно-серый мелкооскольчатый слабо песчанистый диамиктон с галькой и мелкими валунами. Диамиктон содержит отторженцы мощностью до 1,5 м слоистых светло-серых мелко- и среднезернистых песков с темными иловатыми прослойками. Кроме крупных глыб во вмещающем их моренном суглинке здесь много мелких округлых гнезд рыхлого песка и удлиненных развальцованных песчаных включений с длинными волнисто-изогнутыми субгоризонтальными «хвостами» в виде тонких, сходящих на нет пропластков.

Средняя пачка состоит главным образом из нагромождения различных по форме крупных глыб разнородных осадочных пород. Здесь особого внимания заслуживают текстуры песчаных включений. Пески, образующие сложную складку волочения, и расположенное под ней веретенообразное тело имеют четкую полосчатость, конформную границам. Разделение на псевдослои часто обусловлено не дифференциацией материала по крупности, а прослаиванием песков тонкими пластинками моренного диамиктона.

Нижняя пачка имеет сложное строение и в верхней части представлена буровато-желтоватым сильно песчанистым диамиктоном со значительной примесью рассеянного в нем каменного материала. В виде мелких включений присутствует много мелких кусочков чистой глины. Диамиктон включает в себя субгоризонтальные прослои длиной в несколько метров светло-серых рыхлых мелко- и среднезернистых песков с пропластками гравийно-галечного материала, со слабо заметной, главным образом, параллельной слоистостью, которая участками гофрирована. В средней части диамиктон становится крупнооскольчатым глинисто-алевровитовым желтовато- и зеленовато-серым с небольшой примесью песчаного материала и редкой галькой кристаллических пород. Он содержит единичные створки и обломки тонкостенных раковин и изредка – дендровидные известковистые конкреции.

Новосибирская область приурочена к Западно-Сибирской плите. Западно-Сибирская плита эпипалеозойской Урало-Сибирской платформы имеет четкое двухъярусное строение: нижний ярус – фундамент плиты и верхний ярус – мезокайнозойский платформенный чехол. Фундамент плиты залегает глубоко, и его породы не имеют инженерно-геологического значения.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							18

отложений турон-олигоценового возраста, которая являясь региональным водоупором, четко отделяет верхнюю безнапорно-напорную систему от мезозойского гидрогеологического бассейна. Мощность верхней олигоцен-четвертичной гидрогеологической структуры составляет 300-400 м.

На территории в пределах данной структуры выделяются четыре водоносных и три водоупорных горизонтов и комплексов. Последовательность их залегания приводится ниже.

Водоносный четвертичный комплекс объединяет аллювиальные отложения поймы, четырех надпойменных террас р. Оби, аллювий переуглубленных прадолин р. Оби, а также отложения озер и болот. Питание и разгрузка подземных вод четвертичных отложений имеют местный характер, питание происходит по площади его распространения, а разгрузка – в ближайших эрозионных врезках (р. Обь и её притоки различного порядка).

Водоносный локально-водоупорный неогеновый комплекс имеет широкое распространение из-за сплошного развития на площади нижележащих водоупорных пород туртасской свиты. Отложения представлены песками мелкими и пылеватыми, алевритами, с прослоями глинистых грунтов. Мощность отложений составляет 10-30 м.

Водоупорный туртасский горизонт представлен глинами и алевритами. Описываемый водоупорный горизонт разделяет водоносные горизонты и комплексы неоген-четвертичного и олигоценового возрастов. Отложения горизонта слабопроницаемы, практически не пропускают через себя воду, надежно перекрывают эксплуатируемые горизонты от загрязнения. Глубина залегания кровли – 60-80 м. Мощность горизонта составляет 40-70 м.

Водоносный локально-слабоводоносный новомихайловский горизонт имеет повсеместное распространение и приурочен к сложнопостроенной фациально-изменчивой толще новомихайловской свиты и сложен переслаиванием песков, глин, алевритов, фильтрационные свойства которых не выдержаны по площади. Сверху горизонт перекрывается глинами туртасской свиты, снизу мерзлыми породами. Мощность горизонта достигает 150 м.

Криогенно-водоупорный атлым-новомихайловский горизонт представляет собой древнюю реликтовую толщу многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина залегания изменяется от 170 до 190 м. Здесь слабопроницаемые отложения представлены глинистым прослоем, относящимся к верхней части атлымской свиты. ММП являясь слабопроницаемыми, создают дополнительный барьер к проникновению загрязнения с поверхности земли, затрудняют процессы инфильтрации и водообмена в верхней части разреза и повышают степень защищенности продуктивного водоносного горизонта.

Водоносный атлымский горизонт залегает на глубинах 180-295 м и представлен в нижней части разреза в основном песком, а в верхней части разреза - песками с линзами глин и алевритов. Сверху горизонт перекрывается мерзлыми породами, снизу подстилается глинами тавдинской свиты. Мощность его составляет 40-80 м. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков через толщу вышележащих отложений. Разгрузка происходит в долины рек, а также за счет восходящей фильтрации в вышележащие горизонты.

Водоупорный тавдинский горизонт распространен повсеместно и является региональным водоупором. Водоупорные отложения сложены глинами зеленовато-серыми с голубоватым оттенком жирными плотными, местами алевритистыми и песчанистыми. Глубина залегания кровли 270-290 м. Общая мощность горизонта составляет 150-170 м.

Инвар. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							20

Водоносный локально-слабоводоносный новомихайловский горизонт сверху перекрывается мощным слоем глинистых отложений туртасской свиты, что защищает его от поверхностного загрязнения. Отсюда можно сделать вывод, что даже если загрязнение проникнет в вышележащие водоносные горизонты, то оно будет перехвачено при фильтрации через глинистую толщу и адсорбировано на глинистых частицах.

Водоносный атлымский горизонт, являясь основным эксплуатационным коллектором, представляет собой неограниченный в плане пласт, на большей части площади перекрытый сверху многолетнемерзлыми породами, а в местах их отсутствия (в долине р.Обь) глинистыми отложениями туртасской свиты, что свидетельствует о хорошей защищенности горизонта от антропогенного воздействия, а снизу – плотными глинами тавдинской свиты мощностью до 150 м, исключая взаимосвязь с нижележащими минерализованными апт-сеноманскими водами. Атлымский водоносный горизонт дополнительно защищен многомерзлотными породами. Наличие их в кровле формирует дополнительный противofильтрационный и геохимический барьер.

В гидрогеологическом отношении Республика Саха (Якутия) и Иркутская область принадлежат к Ангаро-Ленскому артезианскому бассейну и Нюйско-Джербинскому артезианскому бассейну, входящему в Среднеленский артезианский бассейн.

На территории встречаются следующие водоносные горизонты:

- поровые надмерзлотно-почвенные грунтовые воды, приуроченные к почвенно-растительному слою и к четвертичным отложениям зоны сезонного промерзания и оттаивания;
- водоносный горизонт поровых вод, приуроченный к четвертичным отложениям делювиального и элювиального генезиса;
- водоносный горизонт трещинных подземных вод, приуроченный к мезозойским и кембрийским скальным и полускальным породам;
- подмерзлотный водоносный горизонт поровых вод (воды второго водоносного горизонта на участках развития ММГ);
- техногенный водоносный горизонт, чаще всего образуется в водопроницаемых насыпных грунтах, отсыпанных на водоупорные глинистые грунты. Может образоваться также в грунтах природного залегания за счет перетекания поверхностных и подземных вод при вскрытии водопроницаемого, но не водонасыщенного слоя грунтов.

Водоносность слоя надмерзлотно-почвенных поровых вод изменяется в очень широких пределах в зависимости от сезона года. Максимальных значений достигает в период весеннего снеготаяния и обильных ливневых осадков в тёплый период года. В этот период происходит интенсивное водонасыщение нижней части растительного слоя (переплетение корневой системы и стеблей мхов и трав, растительных остатков), почвенного слоя и верхней части разреза минеральных грунтов по мере оттаивания сезонномёрзлого слоя. Водоупором для них являются кровля неоттаявших сезонномёрзлых или многолетнемерзлых грунтов, после оттаивания сезонномёрзлого слоя - кровля слабоводопроницаемых глинистых грунтов. Малые уклоны поверхности и климатические условия района способствуют длительному периоду осушения этого водоносного слоя, которое наблюдается в теплые и длительные сухие периоды года. Зимой слой перемерзает.

Со слоем надмерзлотно-почвенных поровых вод связаны отрицательные для освоения территории и для строительства процессы:

Инвар. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							21

1. Воды указанного водоносного слоя скапливаются в понижениях природного рельефа, стекают в искусственные выемки: котлованы, шурфы, траншеи, скважины и т.д., частично или полностью заполняя их.

2. Происходит водонасыщение верхней части подстилающих глинистых грунтов, которые даже на территориях с прочными глинистыми грунтами полутвёрдой и твёрдой консистенции могут приобрести мягкопластичную и текучепластичную консистенцию. Мощность такого водонасыщенного слоя, как правило, невелика: 0,1-0,5 м, реже больше, но он осложняет продвижение техники, при строительстве иногда требуется его замена более прочными грунтами. В зависимости от мощности данного слоя, местоположения в рельефе, растительного покрова поверхности, этот слой слабых водонасыщенных грунтов может полностью или частично просыхать, но может сохраняться в течение многих лет. В период истощения надмерзлотно-почвенных поровых вод активность их резко падает. В связи со слабой водоотдачей водонасыщенных глинистых грунтов, в этот период при бурении скважин они часто не фиксируются.

3. Продвижение техники (в первую очередь тяжёлой гусеничной и колёсной) по природной поверхности приводит к образованию колеи, которая дренирует воды надмерзлотно-почвенного горизонта и по которой происходит сток воды вниз по рельефу. Происходит размыв грунтов в колее, образуются промоины, возможно образование небольших оврагов. На площадках при снятии почвенного слоя и при планировке поверхности в процессе работы техники верхняя часть этого слоя разрыхляется, образуя разжиженную труднопроходимую грунтовую массу.

Водоносный горизонт поровых вод четвертичных отложений сложен суглинками, песками и щебенистыми грунтами. Водоносность слоя четвертичных отложений на каждом конкретном участке зависит от преобладания тех или иных грунтов, обладающих различными фильтрационными свойствами. Местами подземные воды слабонапорные. Величина напора зависит от взаимного расположения слоев грунтов водопроницаемых или практически водоупорных.

Толща скальных и полускальных карбонатно-глинистых пород, как правило, неоднородна по составу, прочности пород и по характеру цементационных связей. На участках с преобладанием пород низкой и очень низкой прочности в их толще много прослоев, линз, маломощных слоёв более прочных пород, с более крепкими цементационными связями. В процессе выветривания основная часть, представленная менее прочным грунтом, разрушается либо до глинистого состава, либо до крупнообломочного с глинистым заполнителем между обломками. В массиве такой грунт, как правило, плотный, слабоводопроницаемый или водонепроницаемый. Более сцементированные разности в слоях, прослоях и линзах при выветривании разрушаются до трещиноватых скальных (полускальных) пород, либо до крупнообломочных с трещинами и промежутками между крупными обломками, частично или полностью свободными от заполнителя. Такие грунты могут обладать высокими фильтрационными свойствами и часто аккумулируют в себе подземные воды. Объём подземных вод в этих слоях, прослоях и линзах изменяется в очень широких пределах. Некоторые прослои имеют сквозной характер и имеют постоянный источник пополнения воды. В таких случаях в скважинах прослеживается как уровень появления, так и установившийся уровень. В замкнутых линзах, прослоях запасы воды небольшие, при бурении она может стечь на дно скважины, не достигая отметки залегания данного появления воды. В этом случае на разрезах геологических скважин фиксируется только уровень появления воды.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							22

В гидрогеологическом отношении *Ненецкий автономный округ* относится к Большеземельскому артезианскому бассейну, занимающему северо-восточную и центральную части Печорского бассейна.

Для организации строительства наиболее важны гидрогеологические условия верхней части артезианского бассейна, которую слагают четвертичные и неогеновые горизонты и комплексы.

Верхняя часть гидрогеологического разреза мощностью до 350 м приурочена к зоне сплошного распространения ММП, имеющих определяющее значение для характера распространения подземных вод их режима, динамики и химического состава.

К водам зоны сплошного распространения ММП, обуславливающих локально-водоносный, криогенно-таликовый характер водоносных горизонтов и комплексов, относятся воды сезонно-талого слоя (СТС), верховодка и постоянные собственно-грунтовые воды несквозных и сквозных таликовых зон, напорные воды несквозных и сквозных таликовых зон и надмерзлотные воды.

Согласно классификации Н.Н.Романовского (1983) подземные воды на территории района работ по характеру распространения и развития можно подразделить на надмерзлотные, межмерзлотные, подмерзлотные и воды сквозных таликов.

В толще четвертичных отложений выделяется несколько водоносных горизонтов, но наличие многолетнемерзлых пород на территории строительства исключило большую часть грунтовых вод из водообмена. К водам зоны распространения ММП, обуславливающим локально-водоносный криогенно-таликовый характер водоносных горизонтов и комплексов, относятся воды верховодки и несквозных и сквозных таликовых зон.

1. Водоносные горизонты рельефообразующих отложений имеют спорадическое распространение и приурочены к линзам и прослоям талых песчано-гравийных отложений в суглинистых толщах. Воды пресные, гидрокарбонатно-кальциевые. По соотношению с многолетнемерзлыми породами воды данных горизонтов могут быть или межмерзлотными, или приуроченными к таликовой зоне.

2. Водоносный горизонт аллювиальных отложений надпойменных террас и поймы. Распространение горизонта связано с участками таликов, расположенных под руслами крупных водотоков (р. Шапкина). Воды пресные, гидрокарбонатно-кальциевые. В зимнее время водоносный горизонт промерзает на глубину слоя сезонного промерзания, что может привести к возникновению местного напора.

3. Водоносный горизонт (верховодка) озерно-болотных и элювиально-делювиальных отложений. Воды верховодки обычно мутные желтоватого цвета за счет содержания ионов железа и взвешенных органических частиц. Реакция вод кислая: рН - 5,1-5,6. По минерализации воды пресные и ультрапресные (М -0,05-0,20 мг/л), по химическому составу гидрокарбонатно-натриевые. Наличие вод верховодки приводит к тому, что грунты сезонно-талого слоя имеют более высокую влажность, а это оказывает влияние на переувлажнение поверхности.

В гидрогеологическом отношении *Красноярский край* приурочен к меловому водоносному комплексу в пределах Восточно-Сибирской артезианской области.

Меловой водоносный комплекс выходит на дочетвертичную поверхность на весьма ограниченном участке в долине р. Енисей, где сплошная многолетняя мерзлота отсутствует. На остальной территории Тазовско-Пурского и Хатангского бассейнов водоносной является нижняя часть разреза меловых отложений. Верхняя часть разреза пород мела заморожена и является меловым криогенным

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							23

инженерно-геологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

2.3 Гидрографическая характеристика

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ и Тюменская область характеризуются исключительно высокой степенью заболоченности и заозеренности территории. Заболоченность водосборов постоянных водотоков составляет от 64% до 84%, озерность – от 13% до 21%.

Большая часть бассейна реки Обь (около 85%) находится на Западно-Сибирской равнине.

Реки образуют достаточно развитую гидрографическую сеть. Густота речной сети изменяется в диапазоне от 0,1 км/км² до 0,4 км/км², коэффициент извилистости рек – от 1,8 до 2,3. Несколько меньше извилистость внутриболотных ручьев малых рек.

Гидрографическую сеть территории составляют река Обь и её притоки первого порядка (крупные реки): Тромъеган, Назым, Пим, Лямин, Аган, Иртыш, Большой Юган, Большой Салым, Демьянска. В северной части подзоны размещаются верховья рек Пур, Таз и Казым.

Основной водной артерией на рассматриваемой территории является р.Обь. Длина реки 3650 км, площадь бассейна 2,99 млн. км², впадает в Обскую губу Карского моря. На всем протяжении Обь представляет собой типичную равнинную реку с малыми уклонами. Общее падение ее от места слияния Бии и Катуня до устья составляет около 160 м, или 4,4 см на 1 км. С приближением к устью величина падения уменьшается и на Нижней Оби составляет лишь 18 м, или всего 1,5 см на 1 км. Бассейн Оби асимметричен: его левобережная часть составляет 2/3 всей площади. Эта асимметрия появляется после впадения Иртыша, площадь бассейна которого составляет 55% площади бассейна Оби. В среднем течении Обь разбивается на множество рукавов и проток длиной в несколько десятков километров и более. Здесь река протекает в пределах тайги и принимает ряд многоводных притоков, поэтому водоносность ее резко увеличивается. Долина Средней Оби имеет ширину до 30 - 50 км и более, а пойма реки, изрезанная протоками и старицами, расширяется до 20 - 30 км. Ширина русла Средней Оби в межень колеблется в разных местах от 0,7 - 0,8 до 2,0 - 3,0 км, постепенно увеличиваясь вниз по течению (трех км она достигает перед впадением Иртыша), а глубина в межень колеблется от 4 до 8 м.

Река Иртыш – левый и главный приток р.Обь. Берет начало на территории Китайской Народной Республики, протекает в различных природных зонах, и впадает в р. Обь на расстоянии 1162 км от устья. Длина реки составляет 4284 км, площадь водосбора 1650000 км². Долина реки трапецеидальная, асимметричная. Склоны долины относительно пологие, незаметно сливаются с прилегающей равниной. Пойма реки двухсторонняя высокая, отделена от русла широкими прирусловыми валами, изрезана старицами, пойменными озёрами, протоками и ручьями. Многочисленные пойменные понижения в половодье заливаются водой, образуя временные озера. Течение на пойме реки возможно только при сплошном ее затоплении. В период спада весеннего половодья и при частичном затоплении поймы незначительное течение будет наблюдаться в наиболее крупных старичных образованиях, вода из которых по понижениям будет стекать в основное русло. Русло реки на участке работ однорукавное, выше и ниже по течению разделяется на

Инов. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		25

два рукава, извилистое, хорошо врезано в дно долины, имеет асимметричную форму поперечного сечения. Годовой сток равен 94,6 км³.

Средние и малые водотоки образуют хорошо развитую внутриболотную речную сеть на обширных водораздельных пространствах между крупными реками, сплошь покрытых сильно обводнёнными болотами с множеством озёр различных размеров. В разных болотных районах отличается строение и режим малых рек.

Внутриболотные реки Лямин-Вахского болотного района имеют своеобразную структуру речной сети. Особенность состоит в том, что из-за огромного количества малых озёр и переобводнённых мочажин (озерков) образуется единая гидрографическая сеть – система озёр, соединённых между собой небольшими протоками. Такая структура характерна для рек бассейна Лямин, Тромъеган, Пим, Аган.

В Конда-Тавдинском болотном районе в пределах границ болотных массивов речная сеть развита слабо, сток из внутриболотных озёр осуществляется через проточные топи.

В Обь-Иртышском болотном районе внутриболотные реки берут начало из озерков или проточных топей и протекают по болотам в торфяных берегах. Характерной особенностью рек является отсутствие на участках верхнего и среднего течения ясно выраженных долин и пойм. Часто русло погребено в торфяной залежи и прослеживается по цепочке «окон» (озерков) с очень слабым течением воды.

Характерной гидрологической особенностью территории является наличие большого количества озёр различного происхождения, что связано с плоским рельефом, близким залеганием к поверхности водоупорных горизонтов и широким распространением многолетней мерзлоты, делающей рыхлые наносы водонепроницаемыми

Гидрологический район II₂ – лесная зона. В питании рек участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. Основной источник питания – твёрдые осадки. По характеру водного режима реки рассматриваемой территории относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и дождевыми паводками в теплое время года. Основной фазой является половодье, в период которого проходит до 60 % и более годового стока, а также наблюдаются максимальные расходы и наибольшие уровни воды. Высшие уровни весеннего половодья являются годовыми максимумами. Питание рек дождевыми водами составляет около 10 % годового стока. Максимальные в году расходы и уровни рассматриваемой территории формируются в период весеннего половодья, которое в несколько раз превышает дождевой сток.

Весенний подъём уровня начинается в середине – конце апреля. Наивысшие уровни наблюдаются в середине-конце мая. Летне-осенняя межень наступает в июле. Выпадающие осадки обуславливают некоторый подъём уровней. Зимняя межень устанавливается с середины октября. Это самый продолжительный и маловодный период водного режима. Окончание зимней межени приходится на середину апреля. Наиболее маловодный период зимней межени – это февраль – март. Ввиду продолжительной зимы и отсутствия оттепелей, зимняя межень является наиболее продолжительной фазой водного режима. Продолжительность ее составляет 190 – 210 дней.

Согласно монографии «Болота Западной Сибири, их строение и гидрологический режим», высота подъема половодья на малых реках составляет 0,3 – 1,0 м, на средних реках – от 2 до 4 м. Годовая амплитуда колебания уровня воды на водотоках с незарегулированным стоком составляет 0,6-1,0 м. На участках рек и ручьев, расположенных вблизи озёр, из которых они вытекают, изменение

Инд. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		26

уровня на 30-40 см меньше, чем на участках, далеко отстоящих от таких водоемов, что в значительной степени свидетельствует о регулировании внутриболотными озерами стока малых водотоков.

По данным многолетних исследований Государственного гидрологического института на крупных водоемах, имеющих русловой сток, в годовом ходе уровня четко прослеживается лишь весенний максимум и зимний минимум. Максимум уровня приходится на конец мая - начало июня. Интенсивность подъема уровня в среднем 1,3 см/сутки. Продолжительность подъема колеблется в широких пределах (20 – 90 дней), в среднем – 1,5-2,0 месяца. Пик подъема выражен слабо. Плавный спад постепенно переходит в осенне-зимнее снижение уровня. Характерной особенностью озер рассматриваемого района является очень маленькая водосборная площадь, не более 5 – 10% от площади самого озера и то, что в период весеннего половодья они редко разливаются за область озерного ложа. Амплитуда колебания уровней на крупных озерах невелика и составляет 30 – 35 см, на средних – 50 см. Для определения максимальных уровней ближайших к объектам озер принимаются данные значения амплитуды.

Внутригодовой ход уровней на болотах имеет общую закономерность, свойственную всем типам болотных массивов и их отдельным микроландшафтам: повышение уровней весной в период таяния снега, последующее постепенное их снижение после весеннего максимума, летний минимум, приходящийся на первую половину августа, осеннее повышение за счет уменьшения испарения и увеличения количества осадков, зимнее снижение уровня, продолжающееся до начала весеннего снеготаяния. Колебания уровня в различных болотных микроландшафтах синхронны, различны только их амплитуды. Несмотря на относительно большую величину подъема, уровень редко выходит на поверхность, покрывая водой лишь наиболее низкие межкочечные понижения (мочажины). Благодаря высокому стоянию уровня воды на болотах, он быстро реагирует на все изменения в приходе и расходе влаги на поверхность. В высокие по водности годы с дождливым и прохладным летом летний минимальный уровень на болотах отсутствует. Сток с болотного массива осуществляется фильтрационным путем по уклону поверхности рельефа. Поверхностный сток на верховых болотах не наблюдается.

Первые ледовые образования – забереги, сало, шуга в осенний период предшествуют установлению ледостава. На малых водотоках ледостав образуется смерзанием заберегов сразу же после перехода среднесуточных температур через 0 градусов, осеннего ледохода не наблюдается. Устойчивый ледостав устанавливается во второй половине октября и продолжается 180 – 200 дней. Толщина льда – 45 – 50 см, а в конце апреля – начале мая до 80 – 90см за счёт образования снежного льда. Вскрытие рек происходит в среднем во второй декаде мая. На малых реках ледоход маловероятен так как лёд тает на месте. Согласно Методическим рекомендациям по прогнозу наледей при выборе места перехода через водотоки район работ относится к типично безналедному району Западно-Сибирской низменности с наглядно выраженной равнинной местностью, где скопления озер покрывают обширные площади.

Ледовый режим внутриболотных озер определяется, температурой воздуха, высотой снежного покрова на льду и размерами водоемов. Продолжительность периода с ледовыми явлениями зависит непосредственно от длительности периода с отрицательными температурами воздуха и достигает 235 дней. Появление ледовых образований, предшествующих замерзанию озер, наблюдается в середине октября. Средняя толщина льда на озерах за многолетний период составляет 0,7 м. В суровую зиму толщина льда достигает 0,9 м. В период весеннего снеготаяния в

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							27

Река Ома, истоком служит слияние рек Худая Ома и Черная Ома. Площадь бассейна 5050 км². Течет с юга на север по низменной заболоченной местности, впадает в Чёшскую губу Баренцева моря.

Река Снопа впадает в Чёшскую губу Баренцева моря, бассейн – 1280 км². Берет начало из Верхних Снопских озер. Течет, в основном, на северо-северо-запад по низменной Канийской тундре. Русло извилистое в верхнем и среднем течении. В бассейне реки расположено множество мелких озер и относительно крупные – Лопарское и Сухое.

Река Пёша протекает по территории Сафоновского сельского поселения Мезенского района и Пёшского сельсовета Заполярного круга. Русло извилистое. Протекает по болотистой тундре. Питание снеговое и дождевое, замерзает в ноябре, вскрывается в середине мая. Впадает в Чёшскую губу Баренцева моря

Река Волонга впадает в Чёшскую губу Баренцева моря. Берет начало на южном склоне горы Большая Коврига. Течет в западном направлении по болотистой местности. Основные притоки: реки Травянка и Кумушка. В устье на левом берегу расположен населенный пункт – деревня Волонга.

Река Индига, истоки находятся в болотах предгорий Тиманского кряжа, устье – Индигская губа Баренцева моря. Крупнейший приток – река Белая. Питание снеговое, ледостав с конца октября до мая. Судоходство мало развит и лишь в низовьях, во время прилива возможно до 25 км. В устье расположен поселок Индига с населением около 700 человек. Верх по течению, на расстоянии 15 км расположен поселок Выучейский.

Река Море-Ю берет начало близ Вашуткиных озер на высоте около 200 м. Протекает по Большеземельской тундре, извилиста. Впадает в Хайпудырскую губу Баренцева моря. Питание снеговое и дождевое. В бассейне реки множество озер. Площадь бассейна – 4530 км².

Река Коротайха образуется слияние рек Сядей-Ю и Тар-Ю, берущих начало на северо-восточной окраине гряды Чернышева. Река течет по тундре, делая большие петли. В бассейне реки множество озер, самое крупное – Лапта-Хасырей (площадь 2,6 км²).

Река Кара протекает по границе НАО и ЯНАО, Республики Коми. Площадь бассейна составляет 13400 км². Река образуется на северо-западных склонах Полярного Урала при слиянии рек Большая Кара и Малая Кара. Течет преимущественно в северо-западном направлении вдоль хребта Пай-Хой. Протекает через несколько каньонов, образуя пороги и водопады. Самый крупный водопад – Буредан, расположенный на 9 км ниже слияния с рекой Нерусовойяхи.

Водный режим рек характеризуется низкой зимней меженью, высоким весенним половодьем и летне-осенней меженью, прерываемой дождевыми паводками. Основная часть стока приходится на весну и составляет в среднем 70-80% годового объема, что связано с прохождением в это время половодья.

Питание рек осуществляется в большинстве случаев талыми снеговыми водами (до 75% стока). Дождевые воды – 15-20% стока, доля подземных вод в питании рек – 5-10%.

Весеннее половодье рек начинается в среднем 5-10 мая. Максимум половодья проходит в среднем на конец мая.

Весенние процессы на реках начинаются с таяния снега на льду, под напором пребывающей с водосбора воды в ледяном покрове появляются трещины, закраины, отдельные поля всплывают, происходят подвижки льда, переходящие затем в ледоход. Реки вскрываются в среднем в конце апреля. Весенний ледоход проходит интенсивно, при высоких уровнях воды и сопровождаются заторами льда.

Инвар. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							29

дней позже, чем обычно. Общая продолжительность периода с ледовыми явлениями – 220 дней.

Территория работ относится к Восточно-Сибирскому наледному району, который изучен незначительно. Сведения об объемах наледей отсутствуют. Эпизодические наблюдения показали, что через один - два месяца после перехода температуры воздуха через 0 °С на некоторых водотоках образуются русловые наледи, которые размываются весенними паводковыми водами. Усиленный рост наледей наблюдается в холодные и малоснежные зимы.

Большая часть рек территории замерзает относительно спокойно, вследствие этого имеет однородный ледяной покров с ровной поверхностью. Максимальная толщина льда наблюдается в апреле. Наиболее интенсивно ледяной покров нарастает в первой половине зимы, до января. На промерзающих до дна реках толщина льда зависит от глубины потока во время образования на нем ледяного покрова. На таких реках роста льда при отсутствии наледей не бывает уже в декабре-январе, наблюдается висячий лед мощностью до 50 см.

В предвесенний период ледяной покров рек подвергается разрушающему действию солнечной радиации. Вскрытие рек и ручьев происходит в среднем во второй декаде мая. На малых реках ледоход маловероятен, весеннее разрушение ледяного покрова происходит на месте путем размыва льда тальми водами, накапливающимися на его поверхности. Этому способствует захламленность и извилистость русел малых рек.

На больших непромерзающих реках начало и развитие весеннего ледохода обуславливается прочностью льда, интенсивностью подъема воды и состоянием ледяного покрова ниже по течению. Продолжительность весеннего ледохода в среднем составляет 5-10 дней и может сопровождаться заторами.

Территория Иркутской области расположена в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья. По территории Иркутской области протекают:

Река Чона (Чана) – правый приток реки Вилюй, течёт по Среднесибирскому плоскогорью, протекает по территории Иркутской области и Якутии, относится к бассейну р.Лены. Длина реки — 802 км, площадь водосборного бассейна — 40 600 км². Нижние 170 км долины затоплены Вилюйским водохранилищем. Среднегодовой расход воды — около 125 м³/с. Замерзает в октябре, вскрывается в мае. Вследствие множества порогов река Чона несудоходна и может быть только сплавной. Постоянных населённых пунктов по реке нет.

Река Рассоха – берет начало при слиянии рек Налим-Рассоха и Кюнгкюй-Рассоха исток. Впадает с левого берега в р.Палигай на 257 км. Длина реки 89 км (с Налим-Рассохой — 310 км). Площадь водосборного бассейна — 13 500 км².

Река Тунгуска - русло пролегает по территории Иркутской области и Красноярского края. Иногда для её верхнего течения используют отдельные названия – Катанга и Чулакан. Общая длина реки – 1865 км.

Река Ангарá - правый и крупнейший приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Протекает по территории Иркутской области и Красноярского края. Длина — 1779 км, в Иркутской области – 1360 км, площадь водосборного бассейна — 1 039 000 км² (в том числе площадь бассейна Байкала — 571 000 км²). Годовой сток реки составляет 142,47 км³, что делает её второй по водности рекой-притоком в России — в этом отношении она уступает только Алдану (приток Лены). Средний расход воды — 4518 м³/с. Высота истока — 456 м над уровнем моря.

Инвар. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							32

Водотоки данной территории относятся к водотокам с весенне-летним половодьем и дождевыми паводками в тёплое время года. В питании участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. Основной источник питания – твёрдые осадки, основная фаза водного режима – весенне-летнее половодье, в период которого проходит 70 – 85 % суммарного годового стока и наблюдаются максимальные расходы и уровни воды. Весенний подъём уровня начинается обычно в конце апреля – начале мая, максимальные уровни (пик половодья) наблюдаются в середине – конце мая. Наибольшая интенсивность подъема уровня на малых реках 0,2 – 1,0 м/сутки, наибольшая амплитуда колебаний уровня воды 1,5 – 3,0 м. Продолжительность половодья 30 – 50 дней. Разница между крайними значениями продолжительности половодий для малых водотоков – 15 – 20 суток. Летняя межень длится 60 – 80 дней (июль – сентябрь) и прерывается одним – тремя дождевыми паводками, не превышающими весенний максимум. Водотоки не селеопасны, но возможен карчеход. Межень холодной части года (октябрь – апрель) продолжительная и маловодная. В течение очень долгой и суровой зимы сток малых и средних водотоков резко убывает и нередко совершенно прекращается. Весной на небольших промерзающих водотоках сток талых вод в течение длительного периода (до месяца) происходит в русле поверх льда. По мере потепления и увеличения водности потока им разрабатывается русло во льду, и подъем уровня сменяется его спадом.

Первые ледовые образования – забереги, сало, шуга появляются в начале октября и предшествуют установлению ледостава. На малых водотоках ледостав образуется в результате роста и смыкания заберегов. Устойчивый ледостав устанавливается в первой половине октября и продолжается до 200 дней. В годы раннего наступления зимы ледостав образуется на 15 – 20 дней раньше, а в годы с теплой осенью – до 20 дней позже, чем обычно. Общая продолжительность периода с ледовыми явлениями – 220 дней.

Красноярский край расположен на Северо-Сибирской тундровой низменности (Енисейско-Хатангская впадина). Рельеф равнинный, нарушаемый невысокими (абсолютная высота до 200 –240 м) увалами и холмистыми грядами северо-восточного простирания. Между ними в многочисленных впадинах и понижениях располагаются озера и озёрки. На всей территории хорошо развита многолетняя мерзлота, слой многолетнемерзлых пород достигает 400 – 450 м. В разрезах речных долин нередко встречаются ископаемые льды, мощностью до нескольких десятков метров. Обширные участки низменности сильно заболочены, широкое развитие получили явления термокарста. Низменность пересекается большими реками – Енисеем, Пясиной, Хатангой. Для северной ее части характерна мохово-лишайниковая тундра, для южной – кустарниковая тундра. В долинах рек распространены травяные и гиппово-травяные болота (полигональные и плоскобугристые).

Река Агапа (левый приток р.Пясины), образуется в результате слияния рек Верхняя Агапа и Нижняя Агапа. Протяженность реки Агапа составляет 396 км, площадь водосбора примерно равна 26 тыс.км², в бассейне свыше 13 тыс. озер. В районе работ р.Агапа принимает в своем течении левые притоки – реки Каза-Яха, Япто-Яха. Густота сети вызывается повсеместным распространением вечномерзлых водоупорных пород. Для рек описываемой равнинной территории характерны различные типы русловых процессов: меандрирование, русловая многорукавность, пойменная многорукавность.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Инов. № подл.

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							33

Наиболее широкое распространение на территории имеют торфяные почвы, имеющие торфяной горизонт мощностью более 50 см.

По характеру водного питания и трофности (обеспеченности элементами минерального питания) болота делятся на верховые (олиготрофные), переходные (мезотрофные) и низинные (эутрофные). Торф – продукт специфической трансформации органического вещества в условиях анаэробнобиозиса, когда происходит накопление промежуточных продуктов распада органических соединений и их консервация. По ботаническому составу на территории исследования различают торфа сфагновые, осоковые, осоково-сфагновые и древесно-сфагновые.

Наиболее значимыми показателями для торфяных почв являются показатели зольности торфа и степени его разложения. Для верховых торфов зольность составляет в среднем 0,5-3,5%, для переходных – 4-7%, для низинных – 5-18%. При наличии минеральных примесей зольность торфа может возрастать до 20-30%. Степень разложения торфа имеет существенное значение для его характеристики как природного энергетического ресурса. Она может быть определена чисто морфологически либо количественно на основании измерения соотношения между разложившимся материалом и сохранившимися строение растительными остатками.

При торфообразовании наблюдается обеднение торфа зольными элементами по сравнению с их содержанием в растениях торфообразователях верховых болот. В низинных же и, отчасти, в переходных болотах имеет место обратная картина за счет дополнительного поступления элементов в торф с грунтовыми водами.

Избыточное атмосферное или грунтовое увлажнение болотных почв усугубляется высокой водоудерживающей способностью торфа. В результате торф всегда перенасыщен водой, что ведет к дефициту кислорода, заторможенности биохимических процессов и биологического круговорота веществ в целом.

Различаются следующие торфяные почвы:

Болотные верховые торфяные почвы. Одни из самых распространенных почв территории исследования. Приурочены к наименее дренированным плоским понижениям и плоским водоразделам. Формируются под сфагновыми бугристо-мочажинными и грядово-мочажинными болотами и заболоченными угнетенными сфагновыми сосняками. Могут быть приурочены как к повышенной поверхности бугра или гряды, так и к мочажине. Их профиль состоит из сфагнового очёса, который сменяется слаборазложившимся желтовато-бурым сфагновым торфом. Ниже идёт тёмный средне- и хорошо разложившимся древесно-травяным, осоковым или пушицевым торфом, который сменяется песчаной или суглинистой водоносной глеевой толщей. Для болотных верховых почв характерна высокая кислотность ($pH_{\text{сол}} - 2,5-3,8$), зольность торфа низкая – 2,4-6,5%, степень разложения до 20-25%. Содержание кальция, калия и фосфора низкое, насыщенность основаниями составляет всего 10-50%. Почвы малогумусные (1,0-1,5%). Уровень грунтовых вод может достигать поверхности почвы. В среднем он не опускается ниже 50 см. Почвенные процессы охватывают толщу мощностью до 40—50 см. Это так называемый деятельный слой почвы. Почвы верховых болот обладают большой влагоемкостью и являются аккумуляторами пресной воды.

В северной части территории размещается подтип торфяных верховых - *торфяно-глеевые почвы.* Они развиваются в условиях длительного переувлажнения всего профиля при близком залегании многолетней мерзлоты. Для почвенного профиля характерны следующие черты: отсутствие элювиально-иллювиальной дифференциации; достаточно однородная оглеённая минеральная часть профиля; в

Взам. инв. №							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Подп. и дата							23901-ОВОС.ТЧ	37
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

нижней части профиля почти круглый год сезонно-мёрзлый слой; слабокислая и кислая реакция.

Болотные переходные торфяные почвы чаще всего приурочены к участкам озерно-аллювиального происхождения. Формируются под грядово-мочажинными осоково-сфагновыми болотами. Зольность верхней части торфяной толщи не превышает 5-10 %, в то время как залегающий ниже эуτροφный торф имеет зольность порядка 30-60 %). Их профиль состоит из сфагнового, реже осоково-сфагнового очеса, сменяющегося желтовато-бурым слаборазложившимся сфагновым торфом, мощность которого не превышает 50 см. Ниже залегают средне и хорошо разложившийся древесно-травянистый или осоковый низинный торф. Зольность верхней части не превышает 5 - 10 %, в то время как ниже лежащий эуτροφный торф имеет зольность 30 - 60 %. Реакция верхней толщи кислая, ниже – слабокислая.

Болотные низинные торфяные почвы формируются под воздействием грунтовых вод в понижениях рельефа, на речных террасах. Органическая толща мощностью в среднем от 0,3 до 0,5 м состоит из корней и отмерших остатков, в основном, осоковой растительности и с небольшим торфонакоплением в нижней части. В нижней части профиля может находиться минеральная толща, верхняя часть которой прокрашена потёчным гумусом и имеет грязно-серую окраску, глубже переходящую в голубовато-сизую. Почвы характеризуются слабокислой или кислой реакцией, относительно высокой зольностью (от 6 до 18%), очень высокой емкостью поглощения (от 100 до 200 мг-экв на 100 г почвы). Содержание органического вещества превышает 35 %, количество азота составляет 1,5—4,0%.

По мощности органогенного горизонта все болотные почвы подразделяются на *торфянисто-глеевые* (мощность торфа 20-30 см), *торфяно-глеевые* (30-50 см) и *торфяные* (более 50 см). Последние подразделяются на торфяные на мелких торфах (50-100 см), на средних торфах (100-200 см) и на глубоких торфах (более 200 см).

Главные признаки почв болотных массивов

В торфяных залежах выделяются:

- верхний (деятельный) торфогенный горизонт;
- относительно инертное органогенное тело – продукт многовековой деятельности верхнего горизонта.

Нижняя граница деятельного слоя совпадает со средним многолетним уровнем грунтовых вод верховодки в теле болотных массивов. Мощность его составляет от 10 до 80 см. В деятельном слое происходит впитывание атмосферных осадков, фильтрационное стекание воды по склону болотного массива, подток воды к испаряющей поверхности и поглощение её корнями растений.

Деятельный слой состоит из подгоризонтов:

а) от 0 до 8 см – живой моховой покров – вертикально расположенные стебли мха, кустарничков и трав; поры (капилляры) между стеблями ориентированы вертикально;

б) до 20 см – переходный; отмершие стебли в стадии перехода из вертикального в горизонтальное положение;

в) до 80 см – слой торфа с горизонтальной ориентацией частиц отмерших растений в более плотном виде; в нем образуются коллоидные гумусовые комплексы.

Верхней границей органогенной инертной зоны является среднемноголетний уровень грунтовых вод, нижней – подстилающий минеральный слой. Торфяная залежь постоянно влагонасыщена, состоит из двух компонентов – органического

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

вещества и воды. На границе торфа и минерального грунта выделяется плотный кольматированный горизонт мощностью 5-20 см, сдерживающий фильтрацию болотных вод и водообмен с подстилающими грунтами.

Главные черты почв *под залесёнными территориями* – слабое и приповерхностное проявление современного подзолообразования в сочетании с поверхностным и глубинным оглеением. Развитие подзолистого процесса тормозится низкими температурами и переувлажнением профиля в связи с особым водным режимом, который не благоприятствует активной нисходящей миграции веществ в почвенной толще.

Подзолистые почвы имеют профиль, хорошо дифференцированный на горизонты по цвету и сложению. Диагностируется по сочетанию (наличию) двух горизонтов: элювиального и текстурного. Элювиальный горизонт имеет относительно однородную белесую или палевую окраску, иногда с сизым или серым оттенком. Текстурный горизонт имеет обычно буроватую окраску и, как правило, ореховато-призматическую структуру. На поверхности агрегатов — гляцевые пленки (кутаны) из глинистых минералов и железа.

Ниже приведены основные типы и подтипы подзолистых почв:

Подзолистые иллювиально-железистые почвы на песчаных отложениях под автоморфными лесами. Их профиль состоит из маломощной оторфованной подстилки, лежащей на песчаных отложениях. Содержание гумуса в иллювиальном горизонте не превышает 0,5-0,6 %. Имеют кислую реакцию среды (рН 4,8-5,2) и бедны гумусом. Характерной чертой химического состава является преобладание кварца в минеральном составе.

Подзолисто-глеевые в основном характерны для переходной зоны средняя – южная тайга (на почвенной карте в Атласе ХМАО-Югры) - подзолистый горизонт мощностью 5—15 см характеризуется светлым сизовато-серым цветом и непрочно-комковатой структурой. Профиль светлосёмов резко дифференцирован по оксидам железа за счет обеднения подзолистого горизонта его силикатными и несилкатными формами. Сравнительно высокое содержание слабоокрашенного фульватного гумуса (2 — 4%). Реакция почв кислая по всему профилю. Формируется на суглинистых отложениях, занимая наиболее дренированные поверхности под мохово-кустарничковыми лесами.

Подзолы формируются на хорошо дренированных песчаных отложениях. Они диагностируются по сочетанию подстильно-торфяного, подзолистого и альфегумусового горизонтов. Мощность иллювиально-железистых подзолов невелика (от 40 до 60 см). Морфологический профиль отчетливо дифференцирован на генетические горизонты: A_0 - A_2 - B_1 - BC - C . Почвы по механическому составу песчаные и супесчаные. Содержание илстой фракции крайне низкое; в иллювиальном горизонте отличается некоторое накопление ила (до 2 %). Почвы кислые (рН_{вод} от 4.8 до 5.2), исключительно бедны гумусом, количество которого составляет доли процента, редко достигая 1- 2 % в верхнем горизонте. В составе поглощенных катионов много алюминия (2 мг-экв). Почвы сильно не насыщены основаниями: степень ненасыщенности достигает 90 %. Содержание окислов железа и алюминия составляет, соответственно, 1,5% и 3,5%. В нижней части горизонта часто наблюдаются прослойки более темного перегнойного или грубогумусового материала. Подзолистый горизонт имеет мощность 20—30 см. Это самый светлый в профиле горизонт. Профиль подзола образуется в результате взаимодействия двух горизонтообразующих процессов — элювиального и иллювиального с хорошо выраженной аккумуляцией алюмо-железо-гумусовых соединений.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
										39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На пониженных элементах рельефа с близким залеганием грунтовых вод (в пределах 1 м) формируются *иллювиально-гумусовые подзолы*. Мощность профиля и отдельных генетических горизонтов контролируются глубиной залегания уровня грунтовых вод. Морфологический профиль иллювиально-гумусовых подзолов четкий и дифференцированный. Почвы довольно богаты гумусом, содержание его колеблется от 1,5 до 1,8 %. В верхней части профиля в составе гумуса преобладают гуминовые кислоты, а во всех иллювиальных горизонтах - фульвокислоты. Почвы кислые ($pH_{\text{вод}} 4,5-5$). В иллювиальных горизонтах идет заметное накопление илистой фракции. Окислы алюминия выносятся из подзолистого горизонта и накапливаются во всех иллювиальных подгорizontах. Содержание окислов алюминия от 2,4 до 4,6 %. Окислы железа распределены по профилю равномерно.

Подзолы иллювиально-железисто-гумусовые. Формируются на невысоких песчаных гривах под сосняками бруснично-лишайниковыми. В древесном ярусе присутствует кедр и береза. По своему строению близки к описанным выше подзолам и отличаются от них строением иллювиальных горизонтов. В этих почвах под гор. E1 выделяется окрашенный в коричневато-бурые тона, более темный, чем гор. Vf, иллювиально-гумусово-железистый горизонт Bhf, ниже которого может формироваться гор. Vf. В иллювиальной толще могут наблюдаться плотные фрагменты ортзанда за счет осаждения гидроксидов железа из грунтовых вод, которые на короткий период могут подниматься до средней части профиля. Ортзанд, как правило, не представляет собой сплошную плиту и не может служить существенным водупором. Почвы малогумусны 0,3-2%, состав гумуса преимущественно гуматно-фульватный; кислотность высокая, $pH_{\text{сол}} - 3-4,7$; почвы имеют низкую емкость поглощения – 0,1-2,0 мг-экв, степень насыщенности основаниями – 20-60% и очень низкое природное плодородие.

В зависимости от мощности подзолистого горизонта различаются подзолы мощные, средне- и маломощные.

Подзолы иллювиально-железисто-гумусовые оглеенные. По своему строению и условиям формирования близки к подзолам иллювиально-железисто-гумусовым, отличаясь от последних слабыми признаками оглеения в нижней части профиля в виде сизовато-ржавых пятен. Эта оглеенность связана с неглубоким (но за пределами профиля) залеганием верховодки или грунтовых вод. Обычно развиваются под ягодниково-зеленомошным напочвенным покровом. Различаются мощные, средне- и маломощные виды этих почв.

Подзолы иллювиально-железисто-гумусовые глееватые. Представляют собой следующее звено в ряду иллювиально-железисто-гумусовых подзолов по нарастанию степени гидроморфизма. Эти почвы формируются в понижениях между небольшими гривами под бруснично-лишайниковыми сосняками с примесью других древесных пород. Эти почвы имеют четкие признаки оглеения непосредственно под иллювиально-железисто-гумусовым горизонтом и глеевую песчаную толщу в качестве почвообразующей породы. Грунтовые воды в летний период обычно залегают в нижней части профиля при переходе к почвообразующей породе. Для этих почв часто характерны плотные, но не сплошные ортзанды, а также языковатость подзолистого горизонта.

Почвенный профиль состоит из маломощной перегнойной подстилки (1-4 см), белесого подзолистого горизонта (10-15 см), глубокими клтнями и карманами (шириной 15-20 см) заходящего в охристый иллювиальный горизонт. Последний сменяется горизонтом BC. На глубине 50-70 см в горизонте BC появляется глееватость – осветленные сизоватые и ржавые пятна и разводы. Постоянно глеевый горизонт залегает глубже 1 м. почвы имеют кислую реакцию, гумуса 0,5-1%,

Взам. инв. №		Подп. и дата		Изм. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист

повышенное количество окислов кальция и магния в горизонте В. Различаются мощные и среднемощные виды этих почв.

Подзолы иллювиально-железисто-гумусовые глеевые. Это наиболее гидроморфное звено в ряду железисто-гумусовых подзолов. Формируются в понижениях рельефа под долгомошно-сфагновыми сосняками при залегании уровня грунтовых вод в нижней части профиля. Отличаются от глееватых аналогов выраженным оглеением всего профиля при сохранении подзолистого и иллювиального горизонтов. Ортзанды в профиле, как правило, отсутствуют.

Подзолисто-эллювиально-глееватые. В профиле почв выделяются торфянистый горизонт (4-6 см). осветленный серый оструктуренный горизонт А1Аег с признаками слабой глееватости. Почвы характеризуются ненасыщенностью. Кислой реакцией по всему профилю (рНвод 4.5-5,5), уменьшением кислотности в нижних горизонтах. Использование подзолисто-эллювиально-глееватых почв требует внесения большого количества минеральных удобрений.

Подзолистые умеренно холодные промерзающие почвы, которые формируются на повышенных наиболее дренированных поверхностях на мощных песчаных отложениях под автоморфными лесами. Для них характерна значительная мощность профиля, четкая дифференциация его на горизонты, очень слабая выраженность (или отсутствие) признаков оглеености в верхней части профиля. Под подстилкой залегает небольшая прослойка, сильно обогащенная органическими остатками или прокрашенная потечным гумусом часть подзолистого горизонта. Мощность ее не превышает 2-3 см. Верхние горизонты почвы сильнокислые и кислые (рН 3,5–5,0). Почвы бедны зольными элементами и азотом;

Глееподзолистые почвы, которые формируются на среднедренированных участках равнин, сложенных породами суглинистого, глинистого и супесчаного механического состава под полугидроморфными лесами. Характерными признаками этих почв являются отсутствие гумусового горизонта и поверхностное оглеение. В верхней части профиля реакция почв кислая (рН 3,2–4,5), причем в минеральной его части максимум кислотности приходится на горизонты, которые обеднены поглощенными основаниями, илом полуторными окислами и имеют высокую степень ненасыщенности (60–90%). К числу отличительных особенностей этих почв относятся высокое содержание вмытого гумуса в верхних горизонтах, постепенное уменьшение его содержания с глубиной (потечный гумус) и повышенное содержание подвижных форм железа в верхней части профиля.

Торфяно-подзолы иллювиально-гумусовые оглеенные. Формируются обычно в нижней части склонов песчаных грив по краям болот под кустарничково-сфагновыми сосняками с примесью других древесных пород. особенностями этих почв по сравнению с железисто-гумусовыми подзолами являются наличие торфянистого (мощность торфа 10-30 см), реже торфяного (мощность торфа 30-50 см) горизонта, залегающего непосредственно на подзолистом горизонте, а также большая гумусированность и, соответственно, более темная кофейная окраска иллювиального горизонта. Содержание гумуса в последнем обычно достигает свыше 2,5%. Последнее обстоятельство вызвано дополнительным поступлением органического вещества из торфянистого горизонта, а также латеральной миграцией гумуса из верхних частей склонов грив. Для рассматриваемых почв характерно слабо выраженное оглеение нижней части профиля.

Торфяно-подзолисто-глеевые почвы занимают плоские и плоско-западинные поверхности водоразделов, приречные части, примыкающие к болотным массивам. Почвы имеют четко дифференцированный профиль, выделяются горизонты: А₀ (5-20 см) - торфяно-моховая подушка бурого цвета; А₂ (5-10 см) - пепельно-серый,

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							41

клетчатой структуры, легкосуглинистый или супесчаный; В_g (10-15 см) ярко ржаво-бурого цвета, суглинистый, неравномерно окрашен от ржавых пятен, слегка уплотненный; В_{2g} (около 20 см) - светло-бурого цвета с сизоватыми пятнами, икряно-комковатой структуры, липкий, вязкий; В_{3g} (30-40 см) - с сизыми и ржавыми пятнами, плитчатого сложения (свойство почвообразующей породы), сырой, липкий; С_g - сизая глина или суглинок, вязкий, мокрый, иногда сочится вода (почвенно-грунтовые воды). Характерны вынос полуторных окислов из верхней части профиля и накопление их в горизонте В, резко повышенное содержание кремнезема в горизонте А₂. Почвы сильнокислые, малогумусные, в составе органического вещества преобладают фульвокислоты.

Торфяно-подзолы иллювиально-гумусовые глееватые. Формируются в тех же условиях, что и их оглеенные аналоги, но при более высоком (непосредственно при переходе иллювиального горизонта к почвообразующей породе) залегании уровня грунтовых вод. Отличаются большей степенью оглеения, охватывающего нижнюю часть профиля. Как и в соответствующих по степени гидроморфизма и оглеения железисто-гумусовых подзолах, в профиле могут наблюдаться плотные темные ортзанды, не образующие сплошную водонепроницаемую плиту.

Торфяно-подзолы иллювиально-гумусовые глеевые. Отличаются от глееватых аналогов выраженным оглеением всего профиля при сохранении подзолистого и иллювиального горизонтов. Формируются под сфагновыми сосняками при залегании уровня грунтовых вод в пределах профиля. Ортзанды в профиле обычно отсутствуют.

Аллювиальные почвы развиваются в поймах крупных рек (Оби, Иртыша). Испытывают ежегодное или периодическое затопление и заиление поверхности. Участки, расположенные вблизи русел рек и внутрипойменных водотоков, испытывают седиментацию грубого, песчано-супесчаного аллювия.

Аллювиальные торфяно-глеевые и торфянисто-перегнойно-глеевые:

Формируются под заболоченными осоковыми лугами с примесью канареечника и вейника на слабодренированных поверхностях пойм, окаймляя осоковые пойменные болота.

Для профиля этих почв характерен торфянистый или торфяной горизонт темного, преимущественно осокового торфа, иногда с минеральной примесью, мощностью 20-50 см. В нижней части хорошо разложившийся. Может сменяться маломощным темно-коричневым до черного мажущимся перегнойным горизонтом. Далее следует сизая или ржаво-сизая, а в случае песков грязно-серо-сизая глеевая слоистая минеральная толща различного гранулометрического состава, в которой часто наблюдается серия погребенных органогенных горизонтов. Верхняя часть минеральной толщи часто прокрашена потечным органическим веществом, может быть ожелезнена. Реакция почв кислая и слабо кислая, поглощающий комплекс слабо насыщен основаниями. Грунтовая вода залегает на глубине 20-40 см.

Аллювиальные торфяные эуτροφные. Приурочены к наименее дренированным участкам поймы. Формируются под осоковыми болотами, периодически заливаемыми паводковыми водами. Для их профиля характерно наличие нескольких слоев осокового торфа различной степени разложенности, общей мощностью более 50 см. В нижней части органогенной толщи обычно выделяется мажущийся перегнойный горизонт. Отличительной особенностью торфяных почв поймы является наличие в пределах торфяной толщи прослоев заиленного торфа или минеральных прослоев речного аллювия различного гранулометрического состава. Реакция почв кислая и слабокислая, поглощающий

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							42

комплекс слабо насыщен основаниями. Грунтовая вода выходит на поверхность или залегает на глубине 5-15 см.

Аллювиальные слабоподзоленные почвы приурочены к наиболее высоким участкам поймы и поймам рек 2-3 порядка с хорошо меандрирующим руслом. Они формируются под березово-сосново-кедровыми лесами. Их профиль образует три горизонта: под оторфованным опадом лежит светлый палевый оподзоленный горизонт (4-5см) с ясно выраженной пластинчатой структурой; ниже он сменяется горизонтом А₂В (15-20 см) желтовато-охристого цвета с блеклыми беловатыми пятнами. Подстиляется горизонт слоистым супесчаным аллювием.

Аллювиальные поверхностно-оглеенные почвы имеют мощную слабо оторфованную подстилку, едва выраженный гумусовый горизонт мощностью 2-3 см и оглеенный суглинистый горизонт мощностью в 10-15 см сизовато-серого цвета с блеклыми ржавыми пятнами и разводами. Ниже залегает толща слоистого суглинисто-песчаного аллювия со слабыми признаками оглеения.

Республика Саха (Якутия), Иркутская область

Особенности географического положения территории определяют особенности почвообразования. Суровые климатические условия обуславливают краткость биологически активного периода, глубокое и длительное промерзание почв, поверхностное заболачивание в мерзлотных или длительно-сезонно-мерзлых почвах, низкую интенсивность биологического круговорота и связанное с этим слабое торфонакопление, а также характер почвообразующего субстрата – маломощный суглинисто-щебнистый элюво-делювий плотных пород. В результате большинство почв маломощны и слабо дифференцированы на генетические горизонты, за исключением органогенного и гумусового горизонтов. Отличительной особенностью данного региона является островное распространение многолетнемерзлых пород.

Почвы характеризуются холодным профилем и в течение 7-8 месяцев в году имеют отрицательную температуру. Общими чертами почв и почвообразования таёжной мерзлотной области являются:

- малая мощность почвенного профиля (связано с медленным оттаиванием почвенной толщи и низкими температурами);
- невыраженность процесса оподзоливания вследствие короткого лета, малого количества осадков и отсутствия сквозного промачивания;
- замедленность биологического круговорота вещества;
- повышенное содержание фульвокислот в составе гумуса;
- решающее значение механического состава в формировании водно-теплового режима, вследствие чего является образование в одинаковых биоклиматических условиях на породах различного механического состава различных типов почв.

Основные типы почв встречающиеся на территории Республики Саха (Якутия) и Иркутской области представлены мерзлотные дерново- и перегнойно-карбонатные почвы, мерзлотные подзолы, мерзлотные подзолистые и подбуры.

Мерзлотные дерново-карбонатные почвы – формируются преимущественно в верхних частях склонов и на приводораздельных пространствах плато на карбонатно-глинистых породах кембрия. Как правило, характеризуются бурокоричневыми цветами с разным оттенком серого и желтого. Почвы насыщены основаниями, среди которых значительна доля кальция. Высокое содержание кальция в почвообразующей породе способствует нейтрализации кислых продуктов разложения растительных остатков, подавляя тем самым развитие оподзоливания.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							43

Связанное с кальцием органическое вещество закрепляется в верхнем горизонте, что приводит к обособлению в профиле чётко выраженного гумусового горизонта. Содержание гумуса убывает вниз по профилю.

Мерзлотные перегнойно-карбонатные почвы развиваются на склонах на карбонатно-глинистых породах кембрия. Реакция верхних гумусо-перегнойных горизонтов изменяется вниз по профилю до слабо кислой или нейтральной. Распределение органики также носит убывающий с глубиной характер. Почвы имеют высокую емкость обмена, насыщены основаниями, среди которых преобладает кальций. Распределение кальция по почвенному профилю носит возрастающий вниз характер. В микроэлементном составе мерзлотных перегнойно-карбонатных почв преобладают литий, фосфор. Обычно имеют тяжелый механический состав. В силу того, что развиты на склонах, они подвержены эрозии при ливневых дождях и при весеннем таянии снегов.

Мерзлотные подзолы формируются в результате процесса подзолообразования, при трансформации материнской породы под влиянием кислотного гидролиза, выносе ила, двух-и трёхвалентных металлов из верхних элювиальных горизонтов почвенного профиля в иллювиальные (вследствие миграции органо-минеральных соединений и лессиважа — вымывания илистых частиц из верхних слоев в нижние без предварительного разрушения алюмосиликатов) и относительно накоплении в них кремнезёма. Подзолообразование протекает на породах любого гранулометрического (механического) состава в том случае, если поверхностные почвенные горизонты периодически избыточно увлажняются, имеют кислую реакцию и промывной водный режим. Отличается низким содержанием питательных веществ и неблагоприятными в агрономическом отношении физическими свойствами.

Мерзлотные подзолистые почвы формируются преимущественно под лиственничной тайгой с напочвенным покровом из кустарничков (багульник, брусника, голубика и др.). В связи с малой скоростью выветривания в условиях сурового континентального климата в мерзлотных подзолистых почвах отмечается низкое содержание высокодисперсных минералов. Их состав наследуется от почвообразующей породы. Для глеевых горизонтов мерзлотных подзолистых почв характерна плотная упаковка частиц. Характеризуются кислой или сильнокислой реакцией, не насыщенностью основаниями. Почвы среднего и тяжелого гранулометрического состава бесструктурные и практически водонепроницаемы. Содержание гумуса до 6-7%. Почвы со слабой биогенной аккумуляцией зольных элементов и оглеением нижней части профиля.

Подбуры (бурые таежные почвы) – формируются на хорошо дренированных пространствах, в условиях свободного дренажа на рыхлых мелкозернистых песках. Характерен профиль, сложенный грубым гумусом, и отсутствием осветленного горизонта. В результате замедленного преобразования растительных остатков и промывного режима на поверхности образуется оторфованная темно-коричневая подстилка. Реакция почвы по всему профилю кислая, причем наиболее низкие значения в гумусовом горизонте под подстилкой, содержание глинистых минералов невелико. Подбуры, сформированные по нижним частям склонов, включают поверхностный органогенно-гумусово-аккумулятивный горизонт. Для них характерен довольно мощный железисто-иллювиальный песчаный горизонт ржаво-бурой окраски.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							44

Красноярский край

Особенности почвенного покрова территории определяются степенью дренированности поверхности, литологией поверхностных отложений. Определенному типу почв соответствуют свойственные ему геоморфологические, гидрологические и геоботанические особенности. Почвенный покров не отличается разнообразием и продуктивностью. При проведении полевых изысканий на территории Красноярского края чаще всего были встречены тундровые глеевые торфянистые и торфяные почвы, тундровые глеевые торфянисто-перегнойные почвы, подбуры тундровые, почвы пятен, в том числе засоленные, арктические и тундровые слабобиогенные деструктивные.

Тундровые глеевые торфянистые и торфяные (глееземы торфянистые и торфяные тундровые). Верхний торфянистые или торфяно-перегнойный горизонт имеет мощность от 5-15 (торфянистые) до 30-40 см (торфяные) и далее идет минеральная сильно оглеенная толща, нередко тиксотропная. На глубине 60-100 см залегает льдистая мерзлота. Весь профиль кислый, дифференциация по распределению ила и R_2O_3 не выражена, часты признаки криогенных деформаций почвенных горизонтов.

Тундровые глеевые торфянисто-перегнойные (глееземы торфянистые и перегнойные тундровые). Грубогумусный органо-аккумулятивный горизонт О имеет мощность 5-+10 см, далее идет сплошь оглеенная недифференцированная химически и по степени оглеения нередко тиксотропная минеральная толща, подстилаемая на глубине 0,8-1,0 м льдистой мерзлотой, сезонная мерзлота к концу теплого периода полностью оттаивает.

Подбуры тундровые. В верхней части профиля отчетливо выделяются торфянистые, торфяно-перегнойные и (или) перегнойные горизонты, минеральный горизонт А1 в профиле отсутствует. Это кислые выщелоченные почвы с фульватным подвижным гумусом. Весь профиль или большая его часть не имеет морфологических признаков оглеения. В минеральной массе, относящейся к горизонтам О или содержащейся в горизонте АО, нередко имеются микроморфологические и химические признаки осветления – оподзоливания. В минеральных горизонтах Bh (Bh,f) есть признаки иллювиальной аккумуляции аморфных соединений гумуса, железа и алюминия. Содержание иллювиального гумуса менее 2-3%. Нередко в толще горизонтов В отмечаются химико-минералогические признаки десиликации, феррсиаллитизации и слабого оглинивания по сравнению с породой.

Почвы пятен, в том числе засоленные, арктические и тундровые слабобиогенные деструктивные. Формируются на лишенных растительности пятнах (участках) в разнообразных тундровых ландшафтах во всех подзонах тундры. Основным отличительный признак – отсутствие органо-аккумулятивного горизонта в профиле. Остальные свойства в той или иной степени обусловлены свойствами контактирующих с пятнами арктотундровых и тундровых глеевых почв под растительностью.

Подробная характеристика почвенного покрова будет выполняться в рамках проектной документации на конкретные объекты при выполнении инженерно-экологических изысканий в соответствии с СП 502.1325800.2021 «Инженерно-экологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ» согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист

2.4.2 Характеристика растительного покрова

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Новосибирская область

Обширные болотные массивы центральных междуречий представлены группами болотных микроландшафтов зоны болот:

– *комплексными*, которые занимают центральные части водораздельных поверхностей. Растительность этих микроландшафтов на грядах кустарничково-сфагновая с редким облесением сосной и березой высотой до 8 м, встречаются кустарничково-зеленомошно-лишайниковые сообщества. Из кустарничков преобладают багульник болотный, хамедафне болотная, подбел обыкновенный, в моховом покрове – сфагновые мхи. Мочажины (торфяные), небольших размеров. В мочажинах растительность зависит от их обводненности: в менее обводненных мочажинах преобладает шейхцерия болотная, в более обводненных – осока;

– *мохово-лесными*, которые приурочены к слабодренированному участку водораздельной поверхности. Древесный ярус состоит из сосны обыкновенной высотой до 3 м. Пышно развитый кустарничковый ярус состоит из багульника болотного, морошки, голубики. Моховой покров сплошь состоит из сфагновых мхов, единично встречаются лишайники;

– *мохово-травяными* - представлены по понижениям на водораздельных и склоновых поверхностях, по сплавидам озёр и вдоль русел водотоков. Микрорельеф кочковатый. По периферии болот единично произрастает сосна высотой до 2-3 метров количеством до 200 шт. на 1 га. Мощность торфяной залежи - 60-120 см. В травяно-кустарничковом ярусе преобладают: багульник болотный, хамедафне болотная, сабельник болотный, осоки (круглая, топяная), вахта трехлистная, подбел, морошка, пушица, вейник, мятлик, сфагновые мхи.

В северной части рассматриваемой территории встречаются группы болотных микроландшафтов зоны бугристых болот. Они располагаются на слабодренированных водоразделах и представлены крупно- и плоскобугристыми группами.

– *крупнобугристые* связаны с областью распространения спорадической мерзлоты. Именно на таких участках чередуются крупные торфяные бугры с мерзлым минеральным ядром и мокрые мочажины — «ерсеи», в которых мерзлота отсутствует или расположена на большой глубине. Данный тип болот приурочен в основном к депрессиям водоразделов и террасам древних котловин. Они образуют крупные массивы, часто в сочетании с другими типами болот (плоскобугристыми, грядово-мочажинными). В травяно-кустарничковом ярусе преобладают: багульник болотный, березка карликовая, морошка, голубика, брусника, водяника, пушица, осоки (круглая, топяная, струнокоренная), сфагновые мхи;

– *плоскобугристые* представляют собой чередование мерзлых торфяных бугров различной высоты и формы с обводненными понижениями (топями, западинами, ложбинами). Бугры ерниково-сфагново-лишайниковые, мочажины (ерсеи) осоково-сфагновые и пушицево-сфагновые. На плоских буграх господствуют кустарнички и лишайники: ерник, багульник, морошка, в меньшей степени встречается пушица, моховой покров пятнистый – состоит из сфагновых мхов. Кустарничковый ярус густой и высокий. В мочажинах («ерсеях») преобладают осоки кругловатая, струнокоренная, в отдельных случаях пушица рыжеватая, господствуют сфагновые и гипновые мхи.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							46

В южно-таежном равнинном районе и повсеместно в котловинах спущенных озёр («хасырей») размещаются болотные комплексы зоны выпуклых евтрофных болот:

– *травяные ГБМ* (в межгивных бессточных понижениях и на плоских равнинных междуречьях). Моховой покров сомкнутостью 30-40 % состоит из сфагновых и гипновых мхов. Торфяная залежь неглубокая, сложена низинными осоково-сфагновыми и осоковыми торфами. Растительность осоково-гипновая, осоково-сфагновая с хвощом, осоково-сфагновая с вахтой;

В среднем только 15% заняты лесами. Они характеризуются преобладанием светлохвойных сосновых лесов, так же представлены темнохвойные леса и производные сообщества на их месте. Продуктивность IV-V классов бонитета. Средняя высота древостоя 17-20 м, сомкнутость крон 0,3-0,5.

В северно-таежном равнинном районе на плакорах распространены коренные елово-кедровые с участием лиственницы кустарничково-зеленомошные леса.

Южнее характерен другой зональный коренной тип – елово-кедровые с примесью пихты мелкотравно-бруснично-зеленомошные леса. Их восстановление осуществляется через коротко-производные сосновые, берёзово-осиновые леса (актуальная растительность).

Коренные и производные леса сочетаются с сообществами заболоченных сосняков (сосновые, сосново-кедровые и сосново-берёзовые долгомошно-сфагновые и кустарничково-сфагновые леса), а также сухими сосновыми борами на песках.

К дренированным повышенным участкам локальных водораздельных и склоновых поверхностей приурочены автоморфные леса, которые представлены лишайниковыми, лишайниково-брусничными, бруснично-лишайниковыми, зеленомошными, зеленомошно-ягодниковыми, брусничными, зеленомошно-мелкотравными сосновыми лесами.

В напочвенном покрове произрастают брусника, черника, багульник, осока шаровидная, вейник лапландский. В моховом-лишайниковом покрове хорошо развиты плеурозий Шребера, кладонии, политрих приальпийский и обыкновенный.

Полугидроморфные леса приурочены к долинам рек, ручьев и склоновым поверхностям. Могут быть представлены багульниково-брусничными, бруснично-багульниковыми, мшистыми, мшисто-ягодниковыми хвойно-мелколиственными (кедровыми, сосновыми, березовыми, осиновыми) лесами. В напочвенном покрове доминируют багульник, брусника, черника, голубика, хвощ лесной, осока шаровидная, плеурозий, сфагнум.

Гидроморфные леса расположены на слабодренированных пониженных участках водораздельных и склоновых поверхностей и могут быть представлены кустарничково-сфагновыми, осоково-сфагновыми, долгомошно-сфагновыми, хвощово-долгомошными, долгомошными, приручейными, травяно-болотными, хвощовыми хвойными и смешанными лесами. В напочвенном покрове произрастают вейник Лангсдорфа, сабельник болотный, вахта трехлистная, осоки, сфагнумы, плеурозий Шребера.

Растительный покров поймы р.Обь и р.Иртыш представлен интразональными видами, которые встречаются во всей лесной зоне. На низких уровнях поймы широкое развитие получают осоковые луга. На участках средних уровней размещаются канареечниковые и разнотравно-злаковые луга, а на высоких пойменных уровнях и на останцах первой надпойменной террасы среди поймы – смешанные леса из сосны, берёзы и кедра.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							47

птиц, использующих территорию региона в период размножения, так и популяции зимующих здесь.

Основными типичными видами *класса млекопитающих* являются:

Отряд грызуны:

- белка обыкновенная *Sciurus vulgaris L.* (семейство Беличьи *Sciuridae*) – распространена по всем лесным массивам;
- сибирский бурундук – *Eutamias sibiricus* (семейство Беличьи *Sciuridae*) – распространен по всей территории, предпочитает хвойные леса;
- ондатра *Ondatra zibethicus L.* (семейство Хомяковые *Cricetidae*) предпочитает верховья рек, ручьев.

Для мелких грызунов техногенная трансформация естественных местообитаний действует благоприятно, так как она способствует распространению травянистой растительности и улучшению кормовых условий. Из мелких грызунов на территории встречаются:

– лесная мышовка *Sicista betulina Pallas* (семейство Мышовковые *Sminthidae*) длина тела 58-74 мм, хвоста 85-100 мм (Павлинов и др., 2002). Окраска верха тела желтовато- или рыжевато-коричневая, брюшко сероватое. Вдоль хребта проходит тёмная полоска. На территории округа лесная мышовка чаще всего редкий зверёк. Это подтверждают исследования В.В. Раевского (1947), И.П. Лаптева (1958), В.П.Старикова (1985) и других зоологов;

– мышь-малютка *Micromys minutus Pallas* (семейство Мышиные *Muridae*) Длина тела 50-70 мм, масса — не более 10 г (Павлинов и др., 2002). Мордочка притуплена, глаза небольшие. Хвост приблизительно равен длине тела, очень подвижен и способен обвиваться вокруг стеблей и тонких сучьев. Окраска спины буровато-ржавая, брюшко белое. Мышь-малютка встречается на всей территории округа (Стариков, 2003 и др.), на севере чаще редка, на юге Югры – обычна;

– рыжая полевка *Clethrionomys glareolus Schreber* (семейство Хомяковые *Cricetidae*) Длина тела до 120 мм, длина хвоста до 60 мм (Павлинов и др., 2002). Окраска верха довольно тёмная ржаво-коричневая. В пределах округа для этого европейского по происхождению вида обилие возрастает с севера на юг;

– красная полевка *Clethrionomys rutilus Pallas* (семейство Хомяковые *Cricetidae*). Длина тела до 120 мм, длина хвоста 25-50 мм (обычно менее 40 мм). Окраска верха тела яркая с преобладанием красноватых, ржавых и коричнево-красных тонов; граница между окраской спины и боков тела размытая (Павлинов и др., 2002). В округе красная полевка широко распространенный и, как правило, многочисленный вид;

– полевка-экономка *Microtus oeconomus Pallas* (семейство Хомяковые *Cricetidae*). Длина тела 100-150 мм, хвоста – 50-60 мм (Павлинов и др., 2002). Подошвы голые. Окраска спинной поверхности от тёмно-шоколадно-коричневой до сравнительно светлой палево-бурой; брюшная поверхность от буровато-серой до пепельно-серой. Хвост обычно двухцветный. Полёвка-экономка обычный и широко распространенный на территории округа вид (Стариков, 2003 и др.).

Отряд насекомоядные:

– обыкновенная бурозубка *Sorex araneus L.* (семейство Землеройковые *Soricidae*). Встречается на всей территории округа, как правило, многочисленна, реже — обычна (Вартапетов, 1982; Стариков, 1985; Морозкина, Стариков, 2011 и др.);

Изн. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							50

– малая бурозубка *Sorex minutus* L. (семейство Землеройковые *Soricidae*). По величине ей уступает только крошечная бурозубка (*S. minutissimus*). Встречается на всей территории округа, вид обычен, реже — многочислен;

– средняя бурозубка *Sorex caecutiens* Laxmann (семейство Землеройковые *Soricidae*). Бурозубка средних размеров. Голова широкая в затылочной части с тонким лицевым отделом. На междуречьях северной тайги (в пределах округа) преобладает над всеми землеройками (Стариков, 2011 и др.). В средней и южной тайге, как правило, уступает по доминированию обыкновенной бурозубке (*S. araneus*), а в ряде мест и малой бурозубке. В целом для территории округа обычный, реже — многочисленный вид;

– крошечная бурозубка *Sorex minutissimus* Zimmermann (семейство Землеройковые *Soricidae*). Самая мелкая бурозубка. Длина тела 30–53 мм (Юдин, 1989). Крошечная бурозубка встречается на всей территории округа, но, как правило, редка. В Югре оптимум её ареала приходится на северную тайгу (Стариков, 2011).

Отряд зайцеобразные:

Заяц-беляк *Lepus timidus* L. (семейство Зайцевые *Leporidae*) распространен повсюду, благоприятны уголья с чередованием леса и открытых мест.

Отряд хищные:

– обыкновенная лисица *Vulpes vulpes* L. (семейство Псовые *Canidae*) – распространена почти повсеместно, лимитирующим фактором является глубина снежного покрова. Типичными местообитаниями являются облесенные территории поймы рек 2-3 порядка;

– песец *Alopex lagopus* L. (Семейство Псовые *Canidae*) – возможно его появление только в период осенне-зимних миграций с севера;

– горностай *Mustela erminea* L. (Семейство Куницевые *Mustelidae*) – обычный для лесной зоны вид, тяготеет к поймам рек и ручьев. Численность горностая коррелирует с численностью мелких млекопитающих;

– ласка *Mustela nivalis* L. (Семейство Куницевые *Mustelidae*) – довольно обычный, но малочисленный вид;

– колонок *Mustela sibirica* Pallas (Семейство Куницевые *Mustelidae*) – местообитание разнообразно – облесенные болота, старые гари, в лесах с богатым кустарничковым ярусом;

– речная выдра *Lutra lutra* L. (Семейство Куницевые *Mustelidae*) – не многочисленна, она постоянно держится на наиболее рыбных местах по всем притокам 2-3 порядка.

Класс Птицы включает следующие основные отряды:

Отряд Гусеобразные:

– кряква *Anas platyrhynchos* Linnaeus (семейство Утиные *Anatidae* Leach) (редка). Самая крупная из речных уток. Видовой признак во всех нарядах — сине-фиолетовое зеркальце с белыми каемками;

– чирок-свистунок *Anas crecca* Linnaeus (семейство Утиные *Anatidae* Leach). Самая маленькая из наших уток. У весеннего селезня на голове сложный рисунок из зеленого и каштаново-коричневого. В целом обычный гнездящийся и пролетный вид;

– свиязь *Anas penelope* Linnaeus (семейство Утиные *Anatidae* Leach) (редка). Утка средних размеров. У самца в брачном наряде наиболее характерный признак — это рыжая голова, по верху которой проходит продольная золотисто-

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
													51

желтая или кремовая полоса от клюва до затылка, а также большое белое пятно на крыле впереди зеркальца.

– шилохвость *Anas acuta Linnaeus* (семейство Утиные *Anatidae Leach*). Утка средней величины. Самец весной имеет длинный шиловидный хвост. Зеркальце серо-коричневое с белой оторочкой по заднему краю крыла, у самки без блеска или со слабым зеленым отливом. Это одна из самых многочисленных (обычна или немногочисленна) уток, по численности сопоставима с чирком-свистунком. Как и чирок-свистунок, не требовательна к условиям обитания.

– чирок-трескунок *Anas querquedula Linnaeus* (семейство Утиные *Anatidae Leach*). Чуть крупнее чирка-свистунка. У весеннего самца издали видна широкая белая полоса по бокам головы. Чирки-трескунки обычны в долинах крупных и средних рек;

– хохлатая чернеть *Aythya fuligula* (семейство Утиные *Anatidae Leach*) (на весеннем пролете). Утка средних размеров. Самец весной контрастно черно-белый, на черных голове, шее и груди фиолетовый металлический отлив. От самца морской чернети отличается длинным хохлом на затылке и черной спиной.

Отряд Курообразные:

– белая куропатка *Lagopus lagopus* (семейство Тетеревиные *Tetraonidae Leach*) (редка). Птицы средних размеров. Чередование сезонных нарядов сложное, в зимнем наряде самцы и самки одинаково белые с черными рулевыми, которые видно только в полете, а у спокойно сидящих птиц они закрыты белыми перьями надхвостья. У самцов весной шея и голова становятся шоколадно или красновато-коричневыми, к основанию шеи – темнее, до черного.

– глухарь *Tetrao urogallus Linnaeus* (семейство Тетеревиные *Tetraonidae Leach*). Крупная птица с большим слегка закругленным хвостом и отсутствием белых полос на крыле. Оперение самца в основном темных тонов, с более или менее многочисленными белыми пятнами на брюхе. У самцов на брюхе от 30% до 95% перьев – белые. Севернее глухари более темные (многочисленный вид);

– тетерев *Lyrurus tetrix* (семейство Тетеревиные *Tetraonidae Leach*) (распространен спорадически, редок). Размеры средние, с обычную домашнюю курицу. Оперение самца (косача) преимущественно черное, с синим и фиолетовым отливом. Очень характерен лировидный хвост и ярко-белое подхвостье, в полете у самца видно белое зеркало на крыле сверху. Нижняя поверхность крыла белая;

– рябчик *Tetrastes bonasia* (семейство Тетеревиные *Tetraonidae Leach*) (распространен спорадически, редок). Немного крупнее голубя. В окраске преобладают серые, рыжеватые и белые цвета. Самцы и самки сходны по размерам и окраске, но у самца есть черное горловое пятно, а спина чисто-серая. У самки нет сплошного черного горлового пятна, но могут быть черные пестрины либо горло чисто-белое или беловатое, и в целом самка чуть более туск лая и рыжая. На заболоченных междуречьях северной части округа рябчики редки.

Отряд Ржанкообразные:

– большой улит *Tringa nebularia* (семейство Бекасовые *Scolopacidae Rafinesque*) (редок). Самый крупный из улитов, почти с голубя. Вся окраска, кроме белого брюшка, пятнистая, светло-серая. Ноги высокие, зеленовато-серые. На белом хвосте мелкий бурый поперечный рисунок. Надхвостье и поясница белые, белое острым углом заходит далеко на спину;

– дупель *Gallinago media* (семейство Бекасовые *Scolopacidae Rafinesque*), Размеры средние, между дроздом и голубем, заметно крупнее бекаса. На сложенном крыле довольно ярко выделяются ряды белых пятен (по вершинам кроющих); рисунок из темных поперечных пестрин занимает почти весь низ тела,

Изн. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							52

кроме самого центра брюшка. Дупель гнездится по всей лесной зоне в Западной Сибири. в ХМАО — Югре дупель является редким малоизученным видом со спорадичным распространением и, возможно, нерегулярно гнездящимся (Биоразнообразиие Югры..., 2011);

– большой веретенник *Limosa limosa* (семейство Бекасовые *Scolopacidae Rafinesque*) (редок). Крупный (с голубя) длинноногий и очень длинноклювый кулик. Окраска головы, шеи и верха груди самца в брачном наряде ярко-рыжая, низ груди — сочетания рыжих, белых и темно-бурых пестрин, брюхо белое с немногими темными пестринами. У самки голова, шея и верх груди охристо-серые. Самки немного крупнее самцов.

Из орнитофауны объектами промысла в летне-осенний период могут быть водоплавающие (Шилохвость *Anas acuta Linnaeus*, Свизь *Anas penelope Linnaeus*, Хохлатая чернеть *Aythya fuligula*, Чирок-свистунок *Anas crecca Linnaeus*); в зимний период – тетеревиные (Рябчик *Tetrastes bonasia*, Глухарь *Tetrao urogallus Linnaeus*, Белая куропатка *Lagopus lagopus*). Охота на птиц должна быть разрешена только соответствующими органами.

Класс земноводные

Остромордая лягушка *Rana arvalis Nilsson* (отряд Бесхвостые земноводные *Anura*, семейство Жабы *Bufo*) – наиболее обычный и массовый вид амфибий. Встречается в долинах рек, по берегам озер. Окраска спины варьирует. Общий тон верха тела светло-бурый, жёлтый, коричневый, красно-коричневый. Брюхо и горло белые или с желтоватым оттенком. В период размножения самцы нежно-голубого цвета с серебристым отливом. В округе остромордая лягушка встречается повсеместно, обычный или многочисленный вид. В настоящее время это наиболее изученный вид амфибий Югры (Андреева, Стариков, 2003; Стариков, Ибрагимова, 2008; Стариков, Матковский, 2008; Стариков и др., 2005; Ибрагимова, Стариков, 2009, 2010, 2011 и др.).

Обыкновенная жаба *Bufo bufo* (отряд Бесхвостые земноводные *Anura*, семейство Жабы *Bufo*) населяет заболоченные хвойные леса, предпочитая пойменные. Кожа крупнобугорчатая. Сверху серого, коричневого или серо-оливкового цвета, однотонная или с неясными тёмными пятнами; снизу желтоватая с тёмными пятнами. На территории ХМАО — Югры обыкновенная жаба обычный вид. В округе распространена широко. В равнинной части Югры биология этого вида изучена сравнительно полно (Равкин, 1976; Равкин и др., 1998; Вартапетов, 1980; Стариков, 1984, 2002, 2004; Стариков, Вротная, 2004; Стариков, Матковский, 2008; Матковский и др., 2011).

Численность земноводных не высока ввиду малочисленности евтрофных, быстро прогреваемых весной водоемов, пригодных для размножения. Динамика численности в значительной степени зависит от погодных условий летом.

Класс пресмыкающиеся

Отряд Чешуйчатые *Squamata* представлен обыкновенной гадюкой и живородящей ящерицей. Живородящая ящерица *Zootoca vivipara* (семейство Настоящие ящерицы *Lacertidae*) – обычный вид, заселяет различные типы леса, предпочитая вырубки, гари, края болот, берега рек. Общая продолжительность жизни – 8-12 лет. Обыкновенная гадюка *Vipera berus* (семейство Гадюковые змеи *Viperidae*) – распространена довольно спорадично, обитает в лесах разного типа, предпочитая светлые, а также гари, вырубки, края болот /21/.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							53

Характеристика ихтиофауны в зоне влияния

Институтом экологии растений и животных УрО РАН (г.Екатеринбург) ранее проводились комплексные исследования водотоков и водоемов территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз». Исследованиями затрагивались реки и крупные озера, имеющие рыбохозяйственное значение.

В исследуемых районах насчитывается 9 видов рыб, относящихся к 4 семействам. Основной состав ихтиофауны представлен Карповыми *Cyprinidae* – Язь *Leuciscus idus (Linnaeus)*, Елец *Leuciscus leuciscus (Linnaeus)*, Плотва *Rutilus rutilus (Linnaeus)*. Из постоянных обитателей можно отметить Ельца *Leuciscus leuciscus (Linnaeus)*, Окуня *Perca fluviatilis (Linnaeus)*, Пескаря *Gobio gobio (Linnaeus)* (нижнее и среднее течение). Щука *Esox lucius (Linnaeus)*, Плотва *Rutilus rutilus (Linnaeus)*, Язь *Leuciscus idus (Linnaeus)*, Налим *Lota lota (Linnaeus)* и Ерш *Gymnocephalus cernuus (Linnaeus)* представлены в основном молодь, заходящей из соров Оби, Тромъегана.

В исследуемых водотоках весной для размножения заходят из соров Оби, Тромъегана елец *Leuciscus leuciscus (Linnaeus)* и плотва *Rutilus rutilus (Linnaeus)*. Размножение происходит на заливаемой пойме.

Щука *Esox lucius (Linnaeus)* (род Щуковые *Esocidae*) нерестится первой из весенненерестующих рыб в пойменных водоемах, половозрелой становится на четвертом году жизни при длине 35-40 см и весе 500-700 грамм (Гундризер, 1963). Щука – наиболее быстрорастущая среди туводных рыб. Рост ее находится в прямой зависимости от кормности водоемов.

Язь *Leuciscus idus (Linnaeus)* (род Карповые *Cyprinidae*). В исследуемом районе является одним из важнейших промысловых видов рыб семейства карповых. Язь – преимущественно речная рыба. Особенности его биологии обусловлены ежегодными заморами, которым подвержена большая часть притоков Нижней Оби. В связи с этим язь совершает длительные миграции от мест нагула и нереста до мест зимовки. Зимует он на незаморных участках рек, в основном, в верховьях, а весной скатывается в нижнее течение, к местам нереста и нагула. Нерест, в зависимости от температуры воды, происходит в период от начала до конца мая. Нерестилища расположены в поймах рек – сорах, заливах, протоках, где рыба находит участки русла со слабым течением. Там же происходит нагул. Изучение распределения нагульного язя по пойменным водоемам показало, что приустьевые сора осваиваются неполовозрелыми и пропускающими нерест рыбами, а выше расположенные по течению реки сора – отнерестившимся.

Выход язя из пойменных водоемов в реку обусловлен изменением уровня воды в них. В годы с быстрым падением воды и обсыханием соров к началу августа, скат язя в реку начинается с начала июля; в многоводные, с продолжительным стоянием воды годы, он задерживается в сорах до августа. Поднимаясь к местам зимовки, язь может преодолевать большие расстояния – до 600-700 км (Никонов, 1957).

При сравнении язя из разных водоемов, необходимо учитывать существование экологических групп, различающихся по темпу роста: быстрорастущих и тугорослых. Но в результате миграций возможно их перемешивание

Плотва *Rutilus rutilus (Linnaeus)* (род Карповые *Cyprinidae*). Встречается на всем протяжении р.Оби, р.Тромъеган и в их пойме. Среди частичковых рыб в районе работ она является одним из ведущих объектов промысла. Плотва – туводная рыба. Различают три формы: озерная, озерно-речная и речная. Речная плотва большую часть жизни проводит в русле реки, меньшую – в пойменных водоемах. В связи с

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							54

Мезогеобионты – постоянно обитающие в почве. Весь цикл их развития протекает в почвенной среде. К ним относятся многоножки (*Myrapoda*), дождевые черви (*Lumbircina*), личинки насекомых.

Микроартроподы – их общепризнанная роль в регуляции существования почвенных сообществ, минерализации и гумификации органического вещества. Выполняют важную роль в процессах трансформации органического вещества в почве. К микроартроподам относятся ногохвостки (*Collembola*), панцирные (*Oribatida*) и гамазовые (*Monogynaspida*) клещи.

Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край,

Подробная характеристика животного мира будет выполняться в рамках проектной документации на конкретные объекты при выполнении инженерно-экологических изысканий в соответствии с СП 502.1325800.2021 «Инженерно-экологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ» согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

2.6 Редкие и находящиеся под угрозой исчезновения виды животных, растений и грибов, занесенные в Красную книгу РФ и субъектов РФ

В соответствии с Федеральным законом №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» /2/ в целях охраны и учета редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных, растений и грибов, контроля их состояния, организации научных исследований, разработки и осуществления мер по сохранению и восстановлению численности этих видов, учреждаются Красная книга РФ и Красные книги субъектов Российской Федерации.

Ханты-Мансийский автономный округ – Югра

В Красную книгу РФ занесено 8 видов растений, которые встречаются в Ханты-Мансийском автономном округе:

- семейство Орхидные: калипсо луковичная, пальчатокоренник Траунштейнера, надбородник безлистный, липарис Лёзеля, ятрышник шлемоносный;
- семейство Злаки (Мятликовые): влагилицецветник маленький;
- семейство Пармелиевые: асахинья Шоландера;
- семейство Полушниковые: полушник щетинистый.

В Красную книгу ХМАО – Югры внесены виды, которые имеют статус «федеральных» (из Красной книги РФ) и «региональных» (охраняемые на территории округа) видов.

В Красную книгу ХМАО – Югры внесены 112 видов покрытосеменных растений, 16 видов папоротниковидных, 4 вида плауновидных, 18 видов мхов, 29 видов лишайников и 38 видов грибов.

В Красную книгу РФ занесен один вид млекопитающего животного, который встречается в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре: западносибирский речной бобр, отряд Грызуны, семейство Бобровые.

Территория ХМАО – Югры входит в контур ареалов распространения следующих видов птиц, внесенных в Красную книгу РФ:

- черный аист (отряд: Аистообразные, семейство: Аистовые);
- краснозобая казарка (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);
- пискулька (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- малый лебедь (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);
- скопа (отряд: Соколообразные, семейство: Скопиные);
- степной лунь (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- большой подорлик (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- беркут (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- орлан-белохвост (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- кречет (отряд: Соколообразные, семейство: Соколиные);
- сапсан (отряд: Соколообразные, семейство: Соколиные);
- стерх (отряд: Журавлеобразные, семейство: Журавлиные);
- кулик-сорока (отряд: Ржанкообразные, семейство: Кулики-сороки);
- большой кроншнеп (отряд: Ржанкообразные, семейство: Бекасовые);
- филин (отряд: Совообразные, семейство: Совиные);
- серый сорокопут (отряд: Воробьинообразные, семейство: Сорокопутовые).

В Красную книгу ХМАО – Югры внесены: 10 видов млекопитающих, 26 видов птиц, 3 вида амфибий, 2 вида рыб, 7 видов насекомых.

Республика Саха (Якутия)

В Красную книгу РФ занесены следующие виды растений, которые встречаются в Республике Саха (Якутия):

- 7 видов покрытосеменных растений, которые встречаются на территории – башмачок вздутоцветковый, башмачок настоящий, башмачок крупноцветковый, калипсо луковичная, надбородник безлистный, ятрышник шлемоносный (семейство Орхидные (Orchidaceae)); крашенинниковия терескеновая (семейство Маревые (Chenopodiaceae));

- 1 вид лишайников, который встречается на территории – лобария легочная (семейство Лобариевые (Lobariaceae));

- 1 вид грибов, который встречается на территории – полипорус зонтичный (семейство Полипоровые (Polyporaceae)).

В Красную книгу Республики Саха (Якутия) включено:

- 60 редких и находящихся под угрозой исчезновения видов покрытосеменных растений;

- 2 редких и находящихся под угрозой исчезновения вида голосеменных растений;

- 4 редких и находящихся под угрозой исчезновения вида папоротниковидных;

- 1 редкий и находящийся под угрозой исчезновения вид печеночников;

- 1 редкий и находящийся под угрозой исчезновения вид лишайников;

- 5 редких и находящихся под угрозой исчезновения видов грибов.

На территории Республики Саха (Якутия) на пролете, встречаются следующие виды птиц, внесённые в Красную книгу РФ беркут, орлан-белохвост, сапсан, клоктун, филин, скопа, дальневосточный кроншнеп.

Виды животных, занесенные в Красную книгу Республики Саха (Якутия) – земноводные (остромордая лягушка, сибирский углозуб, дальневосточная лягушка), пресмыкающиеся (живородящая ящерица, обыкновенная гадюка), млекопитающие (обыкновенный бобр, белый медведь, морж, снежный баран, черношапочный сурок, малая бурузубка, обыкновенная кутора, сибирский крот, ночница Иконникова, бурый ушан, степной хорек, морской заяц, нарвал, овцебык, амурский леминг, белуха, речная выдра), птицы (белый гусь, коростель, кречет, дикуша, стерх, черный журавль, черный аист, черная казарка, клоктун, скопа, беркут, орлан-белохвост, сапсан, кобчик, дальневосточный кроншнеп, белоклювая гагара, красношейная поганка, серая цапля, краснозобая казарка, пискулька, гуменник таежный, лебедь-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		57

кликун, серая утка, обыкновенная гага, осовая гага, сибирская гага, синьга, американская синьга, хохлатый осоед, мохноногий курганник, перепел, серый журавль, канадский журавль, пастушок, коростель, грязовик, гаршнеп, вальдшнеп, вилхвостая чайка, белая чайка, воробьиный сыч, филин, обыкновенный зимородок, деревенская ласточка, сойка, грач, оляпка, бурая оляпка, крапивник, синий соловей, соловей свистун, оливковый дрозд, сизый дрозд, сибирский дрозд, пестрый дрозд, серый снегирь, малый лебедь, большой подорлик, кроншнеп малютка, розовая чайка, обыкновенный скворец, амурский свиристель, садовая камышовка, толстоклювая камышовка, таежная мухоловка, пестрогрудая мухоловка, малый дрозд, краснозобый дрозд, желтобровая овсянка).

Ямало-Ненецкий автономный округ

В Красную книгу РФ занесено 13 видов растений и грибов, которые встречаются в Ямало-Ненецком автономном округе:

- семейство Орхидные: пальчатокоренник Траунштейнера;
- семейство Толстянковые: родиола розовая;
- семейство Норичниковые: кастиллея арктическая;
- семейство Пармелиевые: асахиния Шоландера;
- семейство Лобариевые: лобария легочная;
- семейство Трихоломовые: омфалина гудзонская;
- семейство Пармелиевые: тукнерария Лаурера;
- семейство Гимномитриевые: гимномитрион мелкогородчатый; празантус ямальский;
- семейство Лофозиевые: лофозия обесцвеченная; лофозия удлиненная;
- семейство Кодониевые: фоссомброния аляскинская;
- семейство Ганодермовые: трутовик лакированный (ганодерма блестящая).

В Красную книгу ЯНАО внесены 58 видов покрытосеменных растений, 2 вида папоротникообразных, 1 вид плаунообразных, 9 видов моховидных, 5 видов лишайников, 8 видов грибов.

В Красную книгу РФ занесено 5 видов млекопитающих животных, которые встречаются в Ямало-Ненецком автономном округе:

- западносибирский речной бобр, отряд Грызуны, семейство Бобровые;
- белый медведь, отряд Хищные, семейство Медвежьи;
- атлантический морж, отряд Ластоногие, семейство Моржовые;
- гренландский кит, отряд Китообразные, семейство Гладкие киты;
- северный финвал или сельдяной кит, отряд Китообразные, семейство Полосатики.

Территория ЯНАО входит в контур ареалов распространения следующих видов птиц, внесенных в Красную книгу РФ:

- белоклювая гагара, отряд гагарообразные, семейство Гагаровые;
- краснозобая казарка, отряд гусеобразные, семейство Утиные;
- пискулька, отряд Гусеобразные, семейство Утиные;
- малый (тундряной) лебедь, отряд Гусеобразные, семейство Утиные;
- турпан, отряд Гусеобразные, семейство Утиные;
- скопа, отряд Соколообразные, семейство Скопиные;
- беркут, отряд Соколообразные, семейство Ястребиные;
- орлан-белохвост, отряд Соколообразные, семейство Ястребиные;
- кречет, отряд Соколообразные, семейство Соколиные;
- сапсан, отряд Соколообразные, семейство Соколиные;
- стерх, отряд Журавлеобразные, семейство Журавлиные;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							58

- большой кроншнеп, отряд Ржанкообразные, семейство Бекасовые;
- серый сорокопуд, отряд Воробьинообразные, семейство Сорокопутовые;
- филин, отряд Совообразные, семейство Совиные;
- кулик-сорока, отряд Ржанкообразные, семейство Кулики-сороки.

В Красную книгу ЯНАО занесены млекопитающие (белый медведь, атлантический морж, белуха, северный олень), птицы (белоклювая гагара, краснозобая казарка, пiskuлька, малый (тундряной) лебедь, турпан, скопа, беркут, орлан-белохвост, кречет, сапсан, стерх, серый журавль, кулик-сорока, грязовик, дупель, большой кроншнеп, белая сова, филин, серый сорокопуд), рептилии (обыкновенная гадюка), амфибии (сибирский углозуб, обыкновенная (серая) жаба, травяная лягушка, сибирская лягушка), рыбы (сибирский осетр, таймень, муксун, обыкновенный подкаменщик), насекомые (жужелица Ермака, жужелица Виетингоффа, жужелица Жерихина, жужелица Гуммеля, жужелица королевская, жужелица сибирская, жужелица Маклея, птеростих Дрешера, полистихус перевязанный, скрытоглав Крутовского, скрытоглав ороченский, медведица альпийская, медведица Альберта, медведица Квензила, медведица Ольшванга, медведица Менетрие, павлиний глаз малый ночной, аполлон феб уральский, желтушка тихе, перламутровка сибирская, перламутровка Евгения, чернушка дабанская Ольшванга, энеис большая Пупавкина (Бархатница магна), толстоголовка андромеда).

Ненецкий автономный округ

В Красную книгу РФ занесены 6 видов растений, которые встречаются в Ненецком автономном округе:

- лишайники (семейство Лобариевые: лобария легочная);
- грибы (семейство Шампиньоновые: лепиота древесинная, или чешуйница древесинная);
- мохообразные (семейство Юнгерманниевые: нардия Брейдлера; семейство Лофозиевые: лофозия Персона);
- покрытосеменные (семейство Орхидные: пальчатокоренник Траунштейнера).

В Красную книгу НАО внесены 39 видов грибов, 11 видов водорослей, 7 видов печеночников, 10 видов мхов и 102 вида сосудистых растений.

В Красную книгу РФ занесены следующие виды млекопитающих, которые встречаются в Ненецком автономном округе:

- белый медведь (отряд: Парнопарные, семейство: Медвежьи);
- морж (отряд: Парнопарные, семейство: Моржовые);
- обыкновенный тюлень (отряд: Парнопарные, семейство: Настоящие тюлени);
- серый тюлень (длинномордый тюлень) (отряд: Парнопарные, семейство: Настоящие тюлени);
- атлантический белобокий дельфин (отряд: Китообразные, семейство: Дельфиновые);
- беломордый дельфин (отряд: Китообразные, семейство: Дельфиновые);
- морская свинья (отряд: Китообразные, семейство: Морские свинки);
- нарвал (отряд: Китообразные, семейство: Нарваловые);
- высоколобый бутылконос (отряд: Китообразные, семейство: Клюворылые);
- гренландский (полярный) кит (отряд: Китообразные, семейство: Гладкие Киты);
- горбач (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);
- северный синий кит (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);

Взам. инв. №		Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
										59
Инва. № подл.										

- северный финвал (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);
- сейвал (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);
- северный олень (тундровый олень) (отряд: Парнопалые, семейство: Олени).

Территория НАО входит в контур ареалов распространения следующих видов птиц, внесённых в Красную книгу РФ, встречаемых на пролете:

- краснозобая казарка (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);
- пискулька (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);
- тундровый лебедь (малый лебедь) (отряд: Гусеобразные, семейство: Утиные);
- белоклювая гагара (отряд: Гагарообразные, семейство: Гагаровые);
- степной лунь (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- беркут (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- орлан-белохвост (отряд: Соколообразные, семейство: Ястребиные);
- кречет (отряд: Соколообразные, семейство: Соколиные);
- сапсан (отряд: Соколообразные, семейство: Соколиные);
- стерх (отряд: Журавлеобразные, семейство: Журавлиные);
- кулик-сорока (отряд: Гусеобразные, семейство: Кулики-сороки);
- белая чайка (отряд: Гусеобразные, семейство: Чайковые);
- обыкновенный серый сорокопут (отряд: Воробьинообразные, семейство: Сорокопутовые).

В Красную книгу НАО внесены: 8 видов млекопитающих, 22 вида птиц, 1 вид земноводных, 4 вида моллюсков, 2 вида ракообразных, 7 видов рыб, 16 видов насекомых.

Тюменская область

В Красную книгу Тюменской области с учетом изменений, внесенных согласно Постановлению Правительства Тюменской области от 29.11.2017 №590-п, внесено 133 вида покрытосеменных растений, 11 видов папоротникообразных, 10 видов мохообразных, 3 вида лишайников, 20 видов грибов, 4 вида плаунообразных.

В Красную книгу РФ занесено два вида животных, которые встречаются в Тюменской области: речной бобр (отряд Грызуны, семейство Бобровые) и лесной северный олень (отряд Парнокопытные, семейство Оленевые).

Территория Тюменской области входит в контур ареалов следующих видов птиц, внесённых в Красную книгу РФ:

- черный аист (отряд Аистообразные, семейство Аистовые);
- краснозобая казарка (отряд Гусеобразные, семейство Утиные);
- пискулька (отряд Гусеобразные, семейство Утиные);
- малый лебедь (отряд Гусеобразные, семейство Утиные);
- скопа (отряд Соколообразные, семейство Скопиные);
- степной лунь (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные);
- большой подорлик (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные);
- беркут (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные);
- орлан-белохвост (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные);
- кречет (отряд Соколообразные, семейство Соколиные);
- сапсан (отряд Соколообразные, семейство Соколиные);
- стерх (отряд Журавлеобразные, семейство Журавлиные);
- кулик-сорока (отряд Ржанкообразные, семейство Кулики-сороки);

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							60

- большой кроншнеп (отряд Ржанкообразные, семейство Бекасовые);
- филин (отряд СOVOобразные, семейство Совиные);
- обыкновенный серый сорокопут (отряд Воробьинообразные, семейство Сорокопутовые);
- чернозобая гагара (отряд Гагарообразные, семейство Гагаровые);
- змееяд (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные);
- шилоклювка (отряд Ржанкообразные, семейство Шилоклювковые);
- азиатский бекасовидный веретенник (отряд Ржанкообразные, семейство Бекасовые);
- малая крачка (отряд Ржанкообразные, семейство Чайковые);
- черноголовый хохотун (отряд Ржанкообразные, семейство Чайковые);
- кречетка (отряд Ржанкообразные, семейство Ржанковые);
- степной лунь (отряд Соколообразные, семейство Ястребиные).

В Красную книгу Тюменской области с учетом изменений, внесенных согласно постановлению Правительства Тюменской области, внесены: 18 видов млекопитающих, 45 видов птиц, 2 вида рептилий, 3 вида амфибий, 1 вид рыб, 72 вида насекомых, 1 вид паукообразных.

Красноярский край

В Красную книгу Красноярского края внесено 299 видов покрытосеменных растений, 2 вида голосеменных растений, 24 вида папоротников, 5 видов плаунов, 33 вида мха, 18 видов печеночников, 53 вида лишайников, 64 вида грибов.

В Красную книгу Красноярского края внесено: 25 видов млекопитающих, 89 видов птиц, 1 вид пресмыкающегося, 3 вида земноводных, 4 вида рыб, 18 видов насекомых, 1 вид моллюсков.

Новосибирская область

В Красную книгу Новосибирской области внесены: 106 видов покрытосеменных, 2 голосеменных, 9 папоротникообразных, 1 вид плауновидных, 1 вид хвощевидных, 21 вид мхов, 17 видов лишайников, 22 вида грибов .

В Красную книгу Новосибирской области внесены: млекопитающие – 10 видов, птицы – 77 видов, рептилий – 1 вид, рыбы – 9 видов, малоцветниковые кольцецы – 2 вида, насекомые – 58 видов .

Иркутская область

В Красную книгу Иркутской области включено 30 видов грибов, 50 видов лишайников, 43 вида мхов, 180 видов сосудистых растений.

В Красную книгу Иркутской области внесены: 3 вида земноводных, 2 вида пресмыкающихся, 57 видов птиц и 16 видов млекопитающих.

2.7 Зоны с особыми условиями использования территорий

2.7.1 Земли особо охраняемых природных территорий. Водно-болотные угодья. Ключевые орнитологические территории.

К землям особо охраняемых природных территорий относятся земли государственных природных заповедников, в том числе биосферных, государственных природных заказников, памятников природы, национальных парков, природных парков, дендрологических парков, ботанических садов /25/.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Особо охраняемые природные территории могут иметь федеральное, региональное (окружное) или местное значение /25/.

В границах *Ханты-Мансийского автономного округа – Югры* расположены следующие ООПТ: Природный парк «Нумто», заказник «Сорумский», система озер Ун и Ай, заказник «Березовский», заказник «Вогулка», ВБУ «Нижнее Двубоье», памятник природы Лешак Щелья, памятник природы Ильичевский бор, памятник природы «Чеускинский бор», памятник природы «Сибирские Увалы», памятник природы «Остров Смольный», памятник природы «Остров Овечий», ВБУ «Верхнее Двубоье», заказник «Унторский», заказник «Верхне-Кондинский», заказник «Малая Сосьва», памятник природы «Озеро Ранге-Тур», природный парк «Кондинские озера», заказник «Сургутский», заповедник «Юганский», памятник природы «Большое Каюково», природный заказник «Васпухольский», природный заказник «Елизаровский», памятник природы «Луговские мамонты», «Самаровкий чугас», «Шапшинские кедровники».

В границах *Республики Саха (Якутия)* расположены 2 государственный природных заповедника федерального значения («Олекминский», «Усть-Ленский»), 6 природных парков (Сиинэ, Усть-Вилуйский, Момский), Колыма, Ленские Столбы, Живые алмазы Якутии, 77 ресурсных резерватов, 1 охраняемый ландшафт, 16 памятников природы республиканского значения и 26 уникальных озер.

В границах *Ямало-Ненецкого автономного округа* функционирует 13 ООПТ, из них 2 заповедника федерального значения «Гыданский», «Верхне-Тазовский», 11 регионального значения – памятник природы «Харбейский», природный парк «Полярно-Уральский», заказники «Куноватский», «Надымский», «Нижне-Обский», «Полуйский», «Ямальский», «Собты-Юганский», «Пякольский», «Мессо-Яхинский», «Верхнеполуйский».

В границах *Ненецкого автономного округа* расположены 10 ООПТ из них 2 федерального значения – государственный природный заповедник «Ненецкий», государственный республиканский зоологический заказник «Ненецкий», 6 регионального значения – государственные природные заказники «Вайгач», «Шоинский», «Нижнепечорский», «Море-Ю», государственными памятниками природы «Пым-Ва-Шор», «Каньон Большие Ворота», «Каменный город», «Пустозерский комплексный историко-природный музей».

В границах *Тюменской области* создано 102 ООПТ регионального значения (38 заказников, 63 памятника природы и полигон экологического мониторинга), 2 заказника федерального значения («Белоозерский», «Тюменский») и водно-болотное угодье международного значения «Тоболо-Ишимская лесостепь».

На территории *Красноярского края* имеется 117 ООПТ краевого и местного значения из них 1 региональный Природный парк «Ергаки», 41 региональных заказников, 68 памятников природы, 2 микрозаказника (Кедровый остров «Колупаевский», «Жаровский»), 1 местный охраняемый водный объект (Прутовское мелководье), 3 местных охраняемых долинных объекта (охраняемый природный долинный комплексы р.Северная, р.Сухая Тунгуска, р.Фатьяниха).

В границах *Новосибирской области* образовано 24 государственных природных заказника регионального значения, 54 памятника природы регионального значения, 2 ООПТ местного значения («Городской парк «Бердская коса» города Бердска, городской парк в районе ул.Репина города Бердска Новосибирской области).

На территории *Иркутской области* расположено 5 особо охраняемых природных территорий федерального значения («Прибайкальский национальный парк», государственные природные заповедники «Витимский», «Байкало-Ленский»,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			23901-ОВОС.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

государственный природный биологический заказник «Красный Яр», государственный природный заказник «Тофаларский»). ООПТ регионального значения на территории Иркутской области представлены 13 государственными природными заказниками и 57 памятником природы и 3 ООПТ местного значения.

Границы участков недр ПАО «Сургутнефтегаз» пересекаются с ООПТ:

- регионального значения – природный парк «Нумто» (Белоярский район ХМАО-Югры);
- водно-болотным угодьем международного значения «Верхнее Двубье» (Октябрьский район ХМАО-Югры);
- ключевой орнитологической территорией (КОТР) «Верхнее Двубье» (Октябрьский район ХМАО-Югры).
- КОТР «Кондо-Алымская» (Кондинский район ХМАО-Югры).

При этом производственные объекты ПАО «Сургутнефтегаз» находятся за пределами ООПТ местного, регионального и федерального значений, водно-болотных угодий международного значения и КОТР.

– государственные природные заповедники Усть-Ленский, Олекминский, государственный природный заповедник Новосибирские острова, национальный парк Ленские столбы, дендрологический парк и ботанический сад «Ботанический сад Института биологических проблем криолитозоны СОРАН», национальный парк «Кыталык», зона покоя «Люксини» (Республика Саха (Якутия)). При этом производственные объекты ПАО «Сургутнефтегаз» находятся за пределами ООПТ местного, регионального и федерального значений в Республике Саха (Якутия).

На территории Уватского района Тюменской области Нелымский участок недр ПАО «Сургутнефтегаз» затрагивает зарезервированную территорию для ООПТ регионального значения «Кеумский». Однако деятельность по геологическому изучению недр, проведению работ по разведке и добыче полезных ископаемых на зарезервированной территории не осуществляется.

Подробная информация по расположению участков недр и объектов бурения относительно ООПТ, ВБУ и КОТР будет приведена в рамках проектной документации на конкретные объекты, в том числе и при выполнении инженерно-экологических изысканий согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

По результатам оценки воздействия на экосистемы ближайшей ООПТ, ВБУ и КОТР будет сделан вывод о принципиальной допустимости проектных работ на выбранном участке и возможности дальнейшего проектирования.

Проектирование и строительство площадок скважин в границах особо охраняемой природной территории возможно только на территориях и в случаях, предусмотренных Положением о затрагиваемой ООПТ, согласованию с дирекцией ООПТ, администрацией муниципального района, в пределах которого расположена ООПТ, а также при соблюдении условий ведения хозяйственной деятельности, предусмотренных Положением об ООПТ (сохранение природных комплексов и охраняемых биологических объектов, при соблюдении норм экологически безопасного природопользования и др).

Проектная документация на строительство объектов в ООПТ в соответствии с Федеральным законом №174-ФЗ от 23.11.1995 «Об экологической экспертизе» подлежит обязательной государственной экологической экспертизе.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Выделение водоохранных зон является составной частью природоохранных мер, а также мероприятий по улучшению гидрологического режима и технического состояния, благоустройству рек и их прибрежных территорий.

Водоохранные зоны непосредственно связаны с водными объектами. Нарушение и загрязнение в пределах территорий водоохранных зон обуславливает изменение качества водной среды и жизнедеятельности гидробионтов. Сохранение ее обеспечит стабильность существования гидроэкосистем.

В границах водоохранных зон допускаются проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию и эксплуатация хозяйственных и иных объектов при условии оборудования таких объектов сооружениями, обеспечивающими охрану водных объектов от загрязнения, засорения и истощения вод в соответствии с водным законодательством и законодательством в области охраны окружающей среды.

В границах водоохранных зон устанавливаются прибрежные защитные полосы, на территориях которых вводятся дополнительные ограничения хозяйственной и иной деятельности.

Проектная документация на строительство объектов бурения предусматривает ряд мероприятий и ограничений по охране водных объектов и их водоохранных зон и прибрежных защитных полос.

Рыбохозяйственные заповедные зоны

Рыбохозяйственной заповедной зоной является территория, прилегающая к акватории водного объекта рыбохозяйственного значения, на которой вводятся ограничения, и устанавливается особый режим хозяйственной и иной деятельности.

Согласно ст.49 Федерального Закона от 20.12.2004 №166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» в целях сохранения водных биоресурсов, в том числе сохранения условий для их воспроизводства и создания условий для развития аквакультуры и рыболовства могут устанавливаться рыбохозяйственные заповедные зоны, на которых могут быть запрещены полностью или частично, постоянно или временно либо ограничены виды хозяйственной и иной деятельности.

Рыбохозяйственной заповедной зоной является водный объект рыбохозяйственного значения или его часть с прилегающей к такому объекту или его части территорией, имеющие важное значение для сохранения водных биоресурсов особо ценных и ценных видов. Порядок образования рыбохозяйственных заповедных зон регламентирован постановлением Правительства от 05.10.2016 №1005 «Об утверждении Правил образования рыбохозяйственных заповедных зон». В соответствии с п.4, п.6 постановления Правительства от 05.10.2016 №1005 размеры, границы и виды деятельности в пределах рыбохозяйственных заповедных зон устанавливается Министерством сельского хозяйства РФ по согласованию с Минприроды, органами исполнительной власти субъектов РФ и другие гос. органы.

Информация об установленных рыбохозяйственных заповедных зонах публикуется на сайте Министерства сельского хозяйства РФ (п.13 Постановления Правительства от 05.10.2016 №1005).

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

2.7.5 Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения

Зоны санитарной охраны (далее – ЗСО) организуются на всех водопроводах, вне зависимости от ведомственной принадлежности, подающих воду как из поверхностных, так и из подземных источников.

Согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» основной целью создания и обеспечения режима в ЗСО является санитарная охрана от загрязнения источников водоснабжения и водопроводных сооружений, а также территорий, на которых они расположены.

ЗСО организуются в составе трех поясов:

- первый пояс (строгого режима) включает территорию расположения водозаборов, площадок всех водопроводных сооружений и водопроводящего канала. Его назначение - защита места водозабора и водозаборных сооружений от случайного или умышленного загрязнения и повреждения;

- второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территорию, предназначенную для предупреждения загрязнения воды источников водоснабжения.

Санитарная охрана водоводов обеспечивается санитарно-защитной полосой.

В каждом из трех поясов, а также в пределах санитарно-защитной полосы, соответственно их назначению, устанавливается специальный режим и определяется комплекс мероприятий, направленных на предупреждение ухудшения качества воды.

ПАО «Сургутнефтегаз» не размещает площадки скважин в 1, 2 и 3 поясах зон санитарной охраны водозаборов подземных вод.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

В формулу для расчета БСВ введен объем бурового раствора, планируемого для повторного использования; актуализированы расчетные коэффициенты, применяемые в формулах расчета количества отходов.

Расчет объема бурового шлама производится с учетом средних значений плотностей горных пород, характерных для месторождений Западной и Восточной Сибири.

На основании результатов промысловых исследований «СургутНИПНефть» средняя плотность БШ принимается:

– при бурении в интервале под направление и кондуктор равной 1 600 кг/м3 (при влажности 25 – 30 %);

– при бурении в интервале под эксплуатационную (техническую) колонну и хвостовик равной 1 700 – 1 750 кг/м3 (при влажности 30 – 35 %);

– равной 1 675 кг/м3 по итогам строительства скважины.

Результаты, полученные на основании Методики дают фактические объемы бурового шлама и буровых сточных вод.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		70

4 ВОЗМОЖНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ С УЧЕТОМ АЛЬТЕРНАТИВ

В рамках оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в Главах 1.4, 3 были рассмотрены альтернативные варианты:

- отказ от деятельности;
- расчет объема БСВ и БШ согласно удельных нормативов.

Как было указано ранее *отказ от деятельности* является экономически нецелесообразным, так как влечет нарушение условий лицензионных соглашений на право пользования участками недр, которыми владеет ПАО «Сургутнефтегаз» и, как следствие, нарушение государственной политики в области поиска, оценки и разведки месторождений углеводородов.

В соответствии с лицензионным соглашением невыполнение недропользователем условий соглашения является основанием для их отзыва.

«Нулевой вариант» (отказ от деятельности) не имеет серьезных аргументов в пользу его реализации.

Выбор другого варианта (расчет объема БСВ и БШ согласно удельных нормативов) также не является оптимальным т.к. не учитывает тип профиля, конструкции, глубины скважин, что значительно влияет на объем образующихся отходов и БСВ.

В качестве *основного варианта* реализации намечаемой деятельности рассматривается «Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»»

Настоящая методика разработана с учетом применения современного оборудования, материалов и химических реагентов, обеспечения технологических процессов строительства скважин в соответствии с требованиями ФНиП ПБвНГП /9/, нормативно-технической документации в области строительства скважин /10, 11/ на основании теоретических и промысловых исследований «СургутНИПИнефть».

Расчет объема бурового шлама производится с учетом средних значений плотностей горных пород, характерных для месторождений Западной и Восточной Сибири.

На основании результатов промысловых исследований «СургутНИПИнефть» средняя плотность БШ принимается:

- при бурении в интервале под направление и кондуктор равной 1 600 кг/м³ (при влажности 25 – 30 %);
- при бурении в интервале под эксплуатационную (техническую) колонну и хвостовик равной 1 700 – 1 750 кг/м³ (при влажности 30 – 35 %);
- равной 1 675 кг/м³ по итогам строительства скважины.

Объем БСВ образуется при отделении на центрифугах жидкой фазы бурового раствора после окончания бурения скважин. В целях снижения объема БСВ для мытья оборудования и емкостей применяется БСВ из шламового амбара, траншеи для БШ или емкости для БСВ, в этой связи при расчете объема БСВ указанным объемом можно пренебречь.

Актуальность Методики подтверждают внесенные изменения:

- при расчете количества выбуренной породы добавлен коэффициент разуплотнения горных пород при взаимодействии с буровым раствором. Коэффициент рассчитан по результатам опытно-промышленных и лабораторных исследований по определению характеристик бурового шлама (влажности с использованием галогенного анализатора влажности модели HG-53,

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

гранулометрического и фракционного состава с помощью лазерного анализатора «Мальверн») отобранного в процессе строительства скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»;

- добавлен расчетный коэффициент поглощения выбуренной породы для скважин Восточной Сибири, учитывающий объем выбуренной породы оставшийся в поглощающих горизонтах при бурении скважин;

- в расчет количества отходов бурения добавлена формула, учитывающая вклад утяжелителя.

В формулу для расчета БСВ введен объем бурового раствора, планируемого для повторного использования; актуализированы расчетные коэффициенты, применяемые в формулах расчета количества отходов.

Результаты, полученные на основании Методики дают фактические объемы бурового шлама и буровых сточных вод.

Материалы оценки воздействия на окружающую среду рассматриваются по объекту «Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»».

При реализации деятельности по методике (расчет объемов БШ, БСВ) воздействие на окружающую среду не оказывается т.к. методика устанавливает единый порядок расчета объемов БШ и БСВ, образующихся при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации.

Анализ состояния окружающей среды, на которую оказывается воздействие, при проведении работ по строительству скважин с образованием БСВ и БШ рассматриваются в проектной документации на строительство конкретного объекта.

Методика расчета объемов шламов и буровых сточных вод не рассматривается как источник воздействия на окружающую среду.

4.1 Воздействие на атмосферный воздух, геологическую среду и подземные воды, поверхностные воды, почвы, растительный и животный мир

К видам негативного воздействия на компоненты окружающей среды относятся выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные, подземные водные объекты и на водосборные площади, загрязнение почв, размещение (хранение и захоронение) отходов.

Как было указано выше, Методика устанавливает единый порядок расчета объемов буровых шламов и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин, на буровых площадках ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации.

Разработанная Методика базируется на утвержденной в настоящий момент времени документации, регламентирующей требования к отходам бурения скважин, а также к технологическим процессам, которые проводятся на участках недр ПАО «Сургутнефтегаз» и связаны с образованием отходов.

Настоящая методика разработана с учетом применения существующего оборудования, материалов и химических реагентов, обеспечения технологических процессов строительства скважин в соответствии с требованиями ФНиП ПБвНГП /9/, нормативно-технической документации в области строительства скважин /10, 11/ на основании теоретических и промысловых исследований «СургутНИПИнефть».

При реализации настоящей деятельности сведения о буровом шламе, буровых сточных водах, образующихся при бурении скважин и технологии бурения

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							72

5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. ХАРАКТЕР И МАСШТАБ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И СВЯЗАННЫХ С НИМИ СОЦИАЛЬНЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

В соответствии со ст.1 Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» под оценкой воздействия на окружающую среду понимается вид деятельности по выявлению, анализу и учету прямых, косвенных и иных последствий воздействия на окружающую среду планируемой хозяйственной и иной деятельности в целях принятия решения о возможности или невозможности ее осуществления.

Почти любой вид человеческой деятельности некоторым образом нарушает окружающую среду вследствие физического воздействия на природные системы или вследствие взаимодействия с другими видами деятельности и системами. Часто такое воздействие незначительно и кратковременно и оказывает влияние, которое можно считать несущественным.

Оценка характера (значимости) воздействия объекта планируемой (намечаемой) деятельности оценивается по следующим категориям воздействия:

- пространственный масштаб (локальное, ограниченное, местное, региональное);
- временной масштаб (кратковременное, средней продолжительности, продолжительное, многолетнее);
- интенсивность воздействия (незначительное, слабое, умеренное, сильное).

В ходе проведения ОВОС оцениваются 2 формы воздействия:

1. Планируемое воздействие представляет собой воздействие, возникающее в результате планируемых событий. Такая форма воздействия прогнозируется в ходе реализации объекта планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности.

2. Незапланированное воздействие – воздействие, возникающее в результате незапланированных или нестандартных событий (аварийная ситуация). Такое воздействие не прогнозируется, тем не менее, оценивается вероятность возникновения.

Методика устанавливает единый порядок расчета объемов буровых шламов и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин, на буровых площадках всей зоны деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации.

Разработанная Методика базируется на утвержденной в настоящий момент времени документации, регламентирующей требования к отходам бурения скважин, а также к технологическим процессам, которые проводятся на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» и связаны с образованием отходов.

При разработке Методики применялся метод расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод, образующихся при бурении скважин, апробированный в рамках внедрения «Временного технологического регламента по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод» /11/.

Расчет объема бурового шлама производится с учетом средних значений плотностей горных пород, характерных для месторождений Западной и Восточной Сибири.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

6 МЕРОПРИЯТИЯ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЕ И (ИЛИ) УМЕНЬШАЮЩИЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ

Природоохранная деятельность ПАО «Сургутнефтегаз», осуществляется в соответствии с разрабатываемыми мероприятиями по охране окружающей среды в рамках комплексной программы, основной задачей которой является постоянное планомерное уменьшение влияния производства на окружающую среду за счет внедрения и использования природоресурсосберегающих и малоотходных технологий, проведение мероприятий по предупреждению аварийности в производстве и ликвидации их последствий. Мероприятия по охране компонентов окружающей среды предусматриваются в рамках проектной документации по поисково-разведочному и эксплуатационному бурению.

В результате оценки воздействия планируемой деятельности - применения Методики расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз» выявлено отсутствие воздействия на окружающую природную среду. Проведение расчетов объема бурового шлама и буровых сточных вод согласно Методике, не влечет за собой использование новых видов материалов и технологий.

Мероприятия, предотвращающие и (или) уменьшающие негативные воздействия на окружающую среду, оценка их эффективности и возможности реализации при проведении расчетов объемов БШ и БСВ согласно Методике не предусматриваются.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

7 ОЦЕНКА ЗНАЧИМОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ

Остаточные воздействия представляют собой последствия воздействия после осуществления мероприятий по предотвращению и (или) снижению негативного воздействия на окружающую среду.

При оценке остаточных воздействий учитывается прямое и косвенное воздействие.

Прямое воздействие представляет собой воздействие, напрямую связанное с реализацией проекта и являющееся результатом взаимодействия между рабочей операцией и средой, на которую оказывается воздействие при выполнении этой операции.

Косвенное воздействие представляет собой воздействие, связанное с опосредованными изменениями природной среды, являющееся результатом выполнения других работ.

В результате проведённой оценки воздействия на окружающую среду сделан вывод об отсутствии остаточного воздействия Методики расчетов объема бурового шлама и буровых сточных вод на окружающую среду.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ

Лист
78

8 СРАВНЕНИЕ ПО ОЖИДАЕМЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ И СВЯЗАННЫМ С НИМИ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОСЛЕДСТВИЯМ РАССМАТРИВАЕМЫХ АЛЬТЕРНАТИВ, А ТАКЖЕ ВАРИАНТА ОТКАЗА ОТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, И ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА, ПРЕДЛАГАЕМОГО ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ

В рамках оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в главах 1.4, 3 были рассмотрены альтернативные варианты:

- отказ от деятельности;
- расчет объема БСВ и БШ согласно удельных нормативов.

Как было указано ранее *отказ от деятельности* является экономически нецелесообразным, так как влечет нарушение условий лицензионных соглашений на право пользования участками недр, которыми владеет ПАО «Сургутнефтегаз» и, как следствие, нарушение государственной политики в области поиска, оценки и разведки месторождений углеводородов.

В соответствии с лицензионным соглашением невыполнение недропользователем условий соглашения является основанием для их отзыва.

Развитие нефтегазодобывающей отрасли дает гарантии развития и решения ряда важных социальных проблем региона, таких как улучшение социальной инфраструктуры района намечаемых работ (строительство дорог, линий электропередачи), увеличение налогооблагаемой базы, обеспечение занятости населения.

Принятие необходимых природоохранных мер позволяет вести поиск, оценку, разведку и добычу запасов нефти и газа в пределах месторождения экономически целесообразно и без значимого воздействия на окружающую среду.

«Нулевой вариант» (отказ от деятельности) не имеет серьезных аргументов в пользу его реализации.

Выбор другого варианта (расчет объема БСВ и БШ согласно удельных нормативов) также не является оптимальным т.к. не учитывает тип профиля, конструкции, глубины скважин, что значительно влияет на объем образующихся БШ и БСВ.

В качестве *основного варианта* реализации намечаемой деятельности рассматривается «Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»»

Преимущество этого варианта с экологической точки зрения обосновывается применением современного оборудования, материалов и химических реагентов, обеспечения технологических процессов строительства скважин в соответствии с требованиями ФНИП ПБВНГП /9/, нормативно-технической документации в области строительства скважин /10,11/ на основании теоретических и промысловых исследований «СургутНИПИнефть».

Расчет объема бурового шлама производится с учетом средних значений плотностей горных пород, характерных для месторождений Западной и Восточной Сибири.

На основании результатов промысловых исследований «СургутНИПИнефть» средняя плотность БШ принимается:

- при бурении в интервале под направление и кондуктор равной 1 600 кг/м3 (при влажности 25 – 30 %);
- при бурении в интервале под эксплуатационную (техническую) колонну и хвостовик равной 1 700 – 1 750 кг/м3 (при влажности 30 – 35 %);
- равной 1 675 кг/м3 по итогам строительства скважины.

Объем БСВ образуется при отделении на центрифугах жидкой фазы бурового

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							79

конкретные объекты в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

8.2 Социально-экономические последствия

При реализации нулевого варианта получение социально-экономической выгоды предприятию и, соответственно, бюджету социально-экономического развития региона не представляется возможным.

Развитие хозяйственной деятельности в области поиска, оценки и освоения месторождений углеводородов позволяет ПАО «Сургутнефтегаз» создавать новые рабочие места, что способствует повышению жизненного уровня населения.

Создание надлежащих условий труда, быта, отдыха, предоставление работникам социальных гарантий и льгот являются важными факторами укрепления трудового коллектива и значимым составляющим социально-экономического развития компании и региона в будущем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МЕРОПРИЯТИЯМ ПРОГРАММЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ ЭТАПОВ ПОДГОТОВКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Основные направления организации производственного экологического контроля в ПАО «Сургутнефтегаз»

Производственный экологический контроль (далее - ПЭК) – система мер, направленная на предотвращение, выявление и пресечение нарушения законодательства в области охраны окружающей среды, обеспечение соблюдения субъектами хозяйственной и иной деятельности требования, в том числе нормативов и нормативных документов, в области охраны окружающей среды /30/.

Ошибка! Источник ссылки не найден. Производственный экологический контроль осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды и осуществляется в ПАО «Сургутнефтегаз» в соответствии с СТО 13-2021 /30/.

Структурные подразделения, осуществляющие хозяйственную деятельность на ОНВОС I, II и III категорий (далее по тексту - объекты I, II и III категорий), обязаны:

- разрабатывать программу ПЭК по каждому объекту I, II и III категорий с учетом его категории, применяемых технологий и особенностей производственного процесса, и утверждать ее руководителем структурного подразделения или лицом, исполняющим его обязанности, уполномоченным генеральным директором;
- осуществлять ПЭК в соответствии с установленными требованиями /31/;
- документировать информацию и хранить данные, полученные по результатам осуществления ПЭК;

К основным задачам ПЭК /31/ относятся:

- контроль за соблюдением природоохранных и лицензионных требований;
- контроль за выполнением мероприятий по ООС, в том числе мероприятий по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях;
- контроль за обращением с отходами производства и потребления;
- контроль за охраной земель и почв;
- контроль за своевременной разработкой и соблюдением установленных нормативов, лимитов допустимого воздействия на окружающую среду и соответствующих разрешений;
- контроль за соблюдением условий и объемов добычи природных ресурсов, определенных договорами, лицензиями и разрешениями;
- контроль за выполнением мероприятий программы «Экология»;
- контроль за соблюдением нормативов допустимых и временно допустимых концентраций загрязняющих веществ в сточных водах, сбрасываемых в системы коммунальной канализации, водные объекты, на водосборные площади;
- контроль за учетом номенклатуры и количества загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду в результате деятельности структурного подразделения, а также уровня оказываемого физического воздействия;
- контроль за выполнением предписаний должностных лиц, осуществляющих государственный экологический контроль;
- контроль за эксплуатацией природоохранного оборудования и сооружений;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							82

– оформление протоколов результатов исследований.

Производственный экологический мониторинг

Производственный экологический мониторинг (далее – ПЭМ) является составной частью ПЭК. В структуру ПЭМ входят мониторинг состояния и загрязнения атмосферного воздуха, снежного покрова, поверхностных и подземных вод, донных отложений и почв.

ПЭМ в с организован в двух направлениях:

- производственный экологический мониторинг окружающей среды на территории участков недр в целом;
- производственный экологический мониторинг в зоне возможного негативного воздействия площадок скважин.

Производственный экологический мониторинг окружающей среды на территории участка недр в целом организован в соответствии с проектами (программами) экологического мониторинга, согласованными государственными органами в установленном порядке.

На территории участков недр ведутся наблюдения за состоянием компонентов природной среды (поверхностными водами, донными отложениями, почвами, атмосферным воздухом и снежным покровом) в фоновых и контрольных точках мониторинга. Пункты мониторинга расположены на основных водных объектах участка, на основных типах почв, а также в районе основных потенциальных источников негативного воздействия.

Оценка результатов исследований выполняется относительно действующих федеральных и региональных нормативов (ПДК, ОДК, ОБУВ и др.), а также результатов определения исходной (фоновой) загрязненности компонентов природной среды.

Информация о результатах производственного экологического мониторинга представляется в уполномоченные государственные органы ежегодно до 1 апреля года, следующего за отчетным.

Производственный экологический мониторинг в зоне возможного негативного воздействия площадок скважин предусматривает контроль состояния компонентов природной среды с регулярным отбором и анализом проб.

Пробы отбираются до начала бурения, во время бурения, а также после окончания бурения скважины.

Оценка состояния компонентов природной среды в районе площадок скважин выполняется путем сравнения результатов, полученных при экологическом мониторинге в районе площадок скважин с результатами определения исходной (фоновой) загрязненности, полученными при экологическом мониторинге компонентов природной среды территории участка недр, или в сравнении с установленными нормативами качества окружающей среды.

Конкретное местоположение пунктов отбора проб, перечень отбираемых компонентов природной среды и исследуемых параметров определяется на стадии разработки проектной документации на строительство площадок скважин.

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

						23901-ОВОС.ТЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

10 РАЗРАБОТКА ПО РЕШЕНИЮ ЗАКАЗЧИКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Разработка рекомендаций по проведению послепроектного анализа реализации планируемой (намечаемой) хозяйственной деятельности по решению заказчика не предусмотрена.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

11 ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

При проведении оценки воздействия планируемой (намечаемой) деятельности на окружающую среду неопределенностей выявлено не было.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

12 СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

БСВ	–	буровые сточные воды;
БШ	–	буровой шлам;
ВОЗ	–	водоохранная зона;
ГРОРО	–	государственный реестр объектов размещения отходов;
ИИ	–	инженерные изыскания;
ИКН	–	историко-культурное наследие;
ООПТ	–	особо охраняемые природные территории;
ОВОС	–	оценка воздействия на окружающую среду;
ПАО	–	публичное акционерное общество;
ПДК	–	предельная допустимая концентрация;
ПЗП	–	прибрежная защитная полоса;
ПЭК	–	производственный экологический контроль;
ПЭМ	–	производственный экологический мониторинг;
РАН	–	Российская академия наук;
РД	–	Руководящий документ;
РС (Я)	–	Республика Саха (Якутия);
РФ	–	Российская Федерация;
СП	–	свод правил;
СТО	–	стандарт организации;
СургутНИПИнефть	–	научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»;
ТТП	–	территории традиционного природопользования;
УКВ	–	ультракоротковолновая;
ФККО	–	федеральный классификационный каталог отходов;
ША	–	шламовый амбар;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

13 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 г. №999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду».
- 2 Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. №7-ФЗ.
- 3 Федеральный закон РФ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 г. №89-ФЗ.
- 4 Федеральный Закон РФ «О животном мире» от 24.04.1995 г. №52-ФЗ.
- 5 Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 г. №136-ФЗ.
- 6 Водный кодекс РФ от 03.06.2006 г. №74-ФЗ.
- 7 Лесной кодекса РФ от 04.12.2006 г. №200-ФЗ.
- 8 Федеральный закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1.
- 9 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534).
- 10 РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше».
- 11 Временный технологический регламент по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод (утвержден первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» 08.10.2015).
- 12 НТД И 13-2020 «Инструкция по обращению с отходами производства и потребления. Производственный контроль в области обращения с отходами», введенная указанием ПАО «Сургутнефтегаз» от 08.05.2020 г. №1224.
- 13 Федеральный классификационный каталог отходов (ФККО), утвержденным приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 г. №242.
- 14 Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 г. №913 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах».
- 15 Постановление Правительства РФ от 31.05.2023 № 881 «Об утверждении Правил исчисления и взимания платы за негативное воздействие на окружающую среду и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельного положения акта Правительства Российской Федерации».
- 16 Постановление Правительства РФ от 20.03.2023 г. №437 «О применении в 2023 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду».
- 17 Письмо Росприроднадзора «О дополнительном коэффициенте 2» от 16.12.2016 г. №ОД-06-01-31/25520.
- 18 Красная книга России, 2020 г. (<https://redbookrf.ru/>).
- 19 Красная книга ХМАО – Югры: животные, растения, грибы. 2-ое издание. Екатеринбург, 2013 г.
- 20 Экология Ханты-Мансийского автономного округа. Под редакцией В.В.Плотникова, Тюмень, 1997 г.
- 21 Биоразнообразие Югры: редкие и исчезающие животные. Под ред. В.П. Старикова, А.А. Емцева, К.А. Берникова и др. – Тобольск: ООО «Полиграфист», 2011 г.
- 22 Классификация и диагностика почв СССР, 1977 г.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

23 Арефьев С.П., Гашев С.Н., Селюков А.Г. Биологическое разнообразие и географическое распространение позвоночных животных Тюменской области // Западная Сибирь – проблемы развития. Тюмень: ИПОС СО РАН, 1994 г.

24 Гашев С.Н., Казанцева М. /-/ , Рыбин А.В., Соромотин А.В. Методика оценки фитопригодности нефтезагрязненных территорий (с рекомендациями к рекультивационным работам)//Тюменская ЛОС ВНИИЛМ. Тюмень, 1992 г.

25 Федеральный закон РФ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 г. №33-ФЗ.

26 Федеральный Закон РФ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 г. №73-ФЗ.

27 Закон РФ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 г. №49-ФЗ.

28 СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения», 2002 г.

29 Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ «Об утверждении порядка паспортизации и типовых форм паспортов отходов I - IV классов опасности» от 08.12.2020 г. №1026.

30 СТО 13-2021 «Производственный экологический контроль. Общие требования к организации контроля».

31 ГОСТ Р 56062-2014 «Производственный экологический контроль. Общие положения», 2015 г.

32 Приказ Министерства природных ресурсов РФ «Об утверждении критериев отнесения отходов к I-V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду» от 04.12.2014 г. №536.

33 СП 2.1.5.1059-01 «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения».

34 МДС 12-46.2008 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ.

35 СТО 212-2022 Эксплуатация оборудования системы очистки бурового раствора и определение ее эффективности (введен в действие указанием ПАО «Сургутнефтегаз» от 06.03.2023 №500).

36 СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*», 2018.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
							90
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Приложение А
(справочное)
Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА РАСЧЕТА
ОБЪЕМОВ БУРОВОГО ШЛАМА И БУРОВЫХ
СТОЧНЫХ ВОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ

Лист
91

Предисловие

- 1. РАЗРАБОТАН Сургутским научно-исследовательским и проектным институтом «СургутНИПИнефть»
- 2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ указанием ПАО «Сургутнефтегаз» от «__» _____ 20__ г. № _____
- 3. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© ПАО «Сургутнефтегаз», 2023

Настоящий нормативно-технический документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без письменного согласия ПАО «Сургутнефтегаз»

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Содержание

1. Область применения 4

2. Термины и определения 4

3. Общие положения 5

4. Расчет объема бурового шлама 6

5. Расчет объема буровых сточных вод 8

Приложение А (рекомендуемое) Принципеальная схема циркуляционной системы..9

Приложение Б (рекомендуемое) Результат расчета объема образования бурового шлама и буровых сточных вод в процессе бурения скважины 10

Библиография..... 15

Лист регистрации изменений..... 15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА
ОБЪЕМОВ БУРОВОГО ШЛАМА И БУРОВЫХ
СТОЧНЫХ ВОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

1 Область применения

1.1 Настоящая методика устанавливает единый порядок расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисковых, оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин публичного акционерного общества «Сургутнефтегаз» (далее – Общество) для разработки проектной и иной документации.

1.2 Настоящая методика обязательна для всех управлений буровых работ Общества, Управления поисково-разведочных работ, всех нефтегазодобывающих управлений Общества, Инженерно-экономического внедренческого центра, Сургутского научно-исследовательского и проектного института «СургутНИПИнефть» (далее – «СургутНИПИнефть»), управления по бурению Общества.

1.3 Специалисты Общества, принимавшие участие в подготовке, пересмотре, корректировке, отмене, в методическом обеспечении, согласовании и нормоконтроле настоящей методики в пределах своих должностных обязанностей и направлений деятельности несут ответственность, установленную действующим законодательством Российской Федерации, за корректность изложения нормативно-технических документов Общества и их соответствие требованиям действующего законодательства Российской Федерации и локальным актам Общества.

2 Термины и определения

2.1 В настоящей методике применены следующие термины с соответствующими определениями:

2.1.1 **буровой раствор:** Технологическая жидкость, обработанная химическими реагентами для достижения требуемых параметров, предназначенная для промывки и обеспечения безаварийной проводки скважины.

2.1.2 **буровой шлам; БШ:** Выбуренная порода, образующая при измельчении горной породы в недрах с помощью породоразрушающего инструмента и

4

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

94

поднимаемая на дневную поверхность буровым раствором содержащая в своем составе химические реагенты органического и минерального происхождения, используемые для приготовления и обработки буровых растворов удаляемые на системе очистки бурового раствора.

2.1.3 **буровые сточные воды;** БСВ: Жидкость, полученная при очистке отработанного бурового раствора с применением системы очистки, входящей в состав буровой установки, а также технологические жидкости, образующиеся при промывке оборудования и емкостей.

2.1.4 **разуплотнение:** Процесс изменения плотности пород в результате уменьшения природной или искусственной нагрузки.

2.1.5 **рассол:** Природные или искусственные воды, содержащие растворенные минеральные вещества в повышенных концентрациях.

3 Общие положения

3.1 Настоящая методика разработана с учетом применения современного оборудования, материалов и химических реагентов, обеспечения технологических процессов строительства скважин в соответствии с требованиями ФНИП ПБвНГП [1], нормативно-технической документации в области строительства скважин [2] на основании теоретических и промысловых исследований «СургутНИПИнефть».

3.2 При разработке настоящей методики применялся метод расчета объемов БШ и БСВ, образующихся при бурении скважин, апробированный в рамках внедрения временного технологического регламента [3].

3.3 Процесс бурения скважины заключается в последовательном разрушении горных пород и извлечением их на поверхность с помощью потока бурового раствора. На поверхности буровой раствор проходит очистку в соответствии с требованиями нормативно-технического документа [4] по схеме, представленной в приложении А. Конструкция скважины представлена в приложении Б. В процессе бурения скважины образуются БШ и БСВ.

3.4 Буровой шлам, образующийся в процессе бурения скважины, включает в себя:

- выбуренную породу, удаляемую системой очистки буровой установки в процессе углубления, с учетом коэффициента, учитывающего изменение плотности и объема горных пород (разуплотнения) при взаимодействии с буровым раствором в процессе транспортирования на дневную поверхность;

- реагенты-утяжелители (кольматант, баритовый концентрат, глинопорошок), которыми обрабатывается буровой раствор для обеспечения проектной плотности, из условия того, что по окончании цикла строительства скважины буровой раствор очищается с применением системы очистки.

3.5 Циркуляционная система буровой установки включает в себя оборудование системы очистки бурового раствора и предназначена для приготовления, хранения, очистки от выбуренной породы и нагнетания в скважину бурового раствора в процессе строительства скважины. Принципиальная схема циркуляции бурового раствора приведена в приложении А.

Буровой раствор с устья скважины по желобной системе попадает на первую ступень очистки (вибросита). Из емкости, расположенной под виброситом, буровой раствор центробежным насосом подается на ситогидроциклонную установку, включающую песко- и илоотделители (вторая и третья ступень очистки

Инд. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ					Лист
					95

соответственно), где очищается и поступает в емкости 1, 2 и (или) 3. Из емкостей раствор винтовыми насосами подается на центрифугу 1 и 2 (четвертая ступень очистки) для тонкой очистки. Емкости для бурового раствора обвязаны между собой. БШ с вибросит, пульпа песко- и илоотделителей, и кек центрифуги сбрасывается в шнековый конвейер и транспортируется в шламовый амбар (траншею для БШ). Раствор, очищенный на всех ступенях очистки, из емкости буровыми насосами закачивается в скважину.

3.6 Расчет объема бурового шлама производится с учетом средних значений плотностей горных пород, характерных для месторождений Западной и Восточной Сибири.

3.7 На основании результатов промысловых исследований «СургутНИПИнефть» средняя плотность БШ принимается:

- при бурении в интервале под направление и кондуктор равной 1 600 кг/м³ (при влажности 30 - 35 %);
- при бурении в интервале под эксплуатационную (техническую) колонну и хвостовик равной 1 700 - 1 750 кг/м³ (при влажности 30 - 35 %);
- равной 1 675 кг/м³ по итогам строительства скважины.

При размещении в шламовый амбар влажность средневзвешенной пробы бурового шлама при бурении интервала под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик – 35 %–40 %.

3.8 БСВ жидкость, полученная при очистке отработанного бурового раствора с применением системы очистки, входящей в состав буровой установки после окончания бурения интервала (скважины).

3.9 БШ размещается в шламовом амбаре в установленном порядке [6], либо утилизируется в траншее для БШ, с последующим использованием в тело насыпи площадки скважин.

4 Расчет объема бурового шлама

4.1 Расчет бурового шлама, образующегося при бурении одной скважины, производится по формуле

$$V_{\text{БШ}} = \sum V_{\text{БШ}i}, \tag{1}$$

где $V_{\text{БШ}i}$ – объем бурового шлама, образующегося при бурении i -го интервала (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна и т.п.), м³.

4.2 Расчет бурового шлама при бурении каждого i -го интервала производится по формуле

$$V_{\text{БШ}i} = V_{\text{ВП}} + V_{\text{УТ}} - V_{\text{ТВ}}, \tag{2}$$

где $V_{\text{ВП}}$ – объем выбуренной породы в интервале бурения, м³;
 $V_{\text{УТ}}$ – объем реагентов утяжелителей, применяемых для обработки бурового раствора (кольматант, барит, глинопорошок и т.п.) и удаляемых на системе очистки, м³;
 $V_{\text{ТВ}}$ – объем твердой фазы бурового раствора, планируемого для дальнейшего применения (повторного использования), м³.

4.3 Общий объем выбуренной породы для интервала бурения рассчитывается по формуле

Инов. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

$$V_{\text{ВП}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot K_{\text{к}} \cdot L \cdot K_{\text{рп}}, \quad (3)$$

где L – длина интервала бурения (открытого ствола), м;
 $D_{\text{д}}$ – диаметр долота в интервале бурения, м;
 $K_{\text{к}}$ – объемный коэффициент кавернозности ствола (интервала) скважины в интервале бурения;
 $K_{\text{рп}}$ – коэффициент изменения плотности (разуплотнения) горных пород при взаимодействии с буровым раствором в процессе его транспортирования на дневную поверхность, рассчитывается по формуле

$$K_{\text{рп}} = \frac{\rho_{\text{гп}}}{\rho_{\text{бш}}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{гп}}$ – средняя плотность горной породы для интервала бурения, кг/м³;
 $\rho_{\text{бш}}$ – средняя плотность БШ для интервала бурения, кг/м³ (п.3.7).

4.4 Общий объем выбуренной породы для интервала бурения скважин Восточной Сибири рассчитывается по формуле

$$V_{\text{ВП}} = (0,785 \cdot D_{\text{д}}^2 \cdot K_{\text{к}} \cdot L \cdot K_{\text{рп}}) \cdot K_{\text{п}}, \quad (5)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий потери выбуренной породы и бурового раствора при поглощениях, ($K_{\text{п}} = 0,3$).

4.5 Общий объем твердой фазы бурового раствора, планируемого для дальнейшего (повторного) использования, рассчитывается по формуле

$$V_{\text{ТВ}} = V_{\text{РПИ}} \cdot \frac{(\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{д}})}{(\rho_{\text{ТВ}} - \rho_{\text{д}})}, \quad (6)$$

где $V_{\text{РПИ}}$ – объем бурового раствора на окончание бурения интервала, планируемый для дальнейшего (повторного) использования, м³;
 $\rho_{\text{ТВ}}$ – плотность твердой фазы в буровом растворе, при отсутствии результатов исследований принимается среднее значение плотности глинопорошка и кольматанта $\rho_{\text{ТВ}} = 2500$ кг/м³;
 $\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора на окончание бурения интервала, кг/м³;
 $\rho_{\text{д}}$ – плотность дисперсной среды бурового раствора (для пресных растворов принимается равным плотности воды $\rho_{\text{д}} = 1000$ кг/м³, для минерализованных растворов принимается равным плотности рассола), кг/м³.

4.6 Объем утяжеляющих реагентов при использовании нескольких типов утяжелителей рассчитывается по формуле

$$V_{\text{УТ}} = \sum \frac{m_{\text{УТ}i}}{\rho_{\text{УТ}i}}, \quad (7)$$

где $m_{\text{УТ}i}$ – суммарная масса реагента i -го типа утяжелителя, добавленного в буровой раствор в процессе бурения интервала, кг;
 $\rho_{\text{УТ}i}$ – насыпная плотность i -го типа утяжелителя, кг/м³.

4.7 Масса бурового шлама рассчитывается по формуле

$$m_{\text{БШ}} = V_{\text{БШ}} \cdot \rho_{\text{ср.БШ}}, \quad (8)$$

7

Взам. инв. №		Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

где $V_{\text{ВШ}}$ – суммарный объем бурового шлама образующегося в процессе бурения интервала, кг;
 $\rho_{\text{ср.ВШ}}$ – средняя плотность бурового шлама (п.3.7), кг/м³.

5 Расчет объема буровых сточных вод

5.1 Расчет БСВ, образующихся при бурении одной скважины, производится по формуле

$$V_{\text{БСВ}} = \sum V_{\text{БСВ}i} \tag{8}$$

где $V_{\text{БСВ}i}$ – объем буровых сточных вод, образующихся при бурении i -го интервала (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна и т.п.), м³.

5.2 Расчет БСВ при бурении каждого i -го интервала производится по формуле

$$V_{\text{БСВ}i} = V_{\text{БР}} + V_{\text{ЦС}} - V_{\text{РПИ}} \tag{9}$$

где $V_{\text{БР}}$ – объем бурового раствора на окончание бурения интервала (перед цементированием обсадной колонны), принимается согласно М 39-2020 [6], м³;
 $V_{\text{ЦС}}$ – объем технологической жидкости, использованной для разбуривания циркуляционного клапана обратного действия и цементного стакана загрязненная цементом, м³;
 $V_{\text{РПИ}}$ – объем бурового раствора, планируемого для дальнейшего (повторного) использования при бурении следующего интервала или скважины, м³.

5.3 Расчет общего объема бурового раствора на окончание бурения интервала производится по формуле

$$V_{\text{БР}} = V_{\text{СКВ}} + V_{\text{ЕМК}} \tag{10}$$

где $V_{\text{СКВ}}$ – объем бурового раствора в скважине, м³;
 $V_{\text{ЕМК}}$ – объем бурового раствора в емкостях циркуляционной системы буровой установки, м³.

5.4 Объем бурового раствора в скважине рассчитывается по формуле

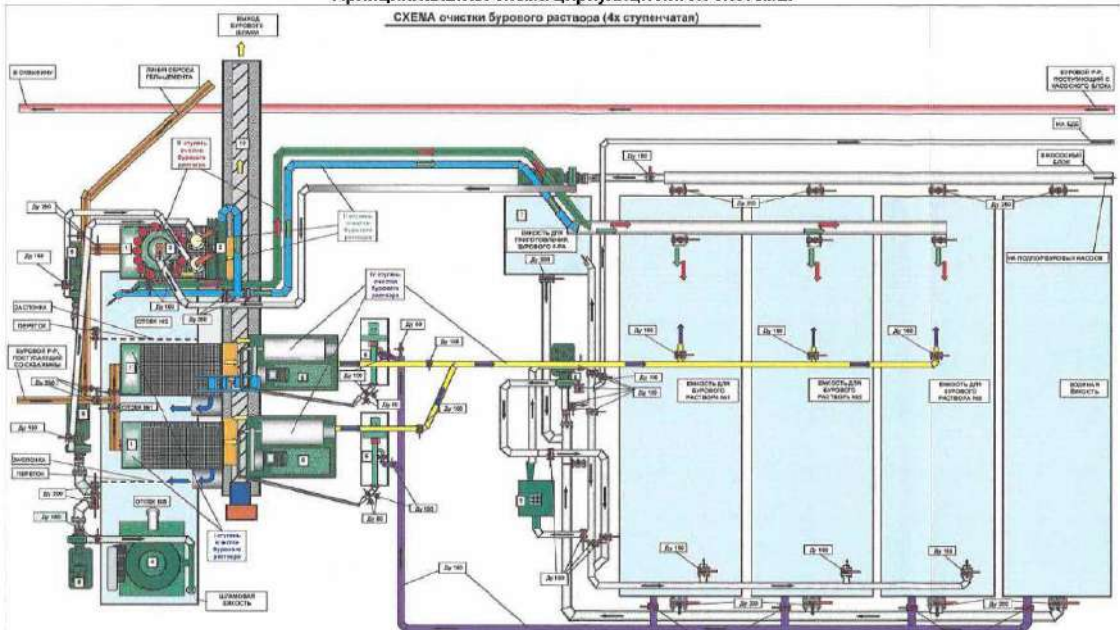
$$V_{\text{СКВ}} = 0,785 \cdot (K_k \cdot D_{\text{дол}}^2 \cdot L + d_{\text{вн}}^2 \cdot H), \tag{11}$$

где K_k – объемный коэффициент кавернозности;
 $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота для бурения под i обсадную колонну, м;
 L – длина открытого ствола при бурении долотом одного диаметра под i обсадную колонну, м;
 $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м;
 H – глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист 98

**Приложение А
(рекомендуемое)
Принципиальная схема циркуляционной системы
СХЕМА очистки бурового раствора (4х ступенчатая)**



9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Приложение Б
(рекомендуемое)
Результат расчета объема образования бурового шлама и буровых сточных вод в процессе бурения скважины

Типовая наклонно-направленная скважина

№ п/п	Наименование параметра	Усл. обознач.	Ед. изм.	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	Исходные данные						
1.1	Диаметр долота	D_d	м	0,3937	0,3	0,2207	0,146
1.2	Коэф. кавернзости	K_k	-	2	1,7	1,25	1,25
1.3	Глубина спуска колонны	L_k	м	57,17	947,13	2506,11	3000
1.4	Длина интервала	L	м	57,17	889,96	1558,98	493,89
1.5	Внутренний диаметр обсадной колонны	$d_{вн}$	м	0,305	0,2292	0,152	0,0992
1.6	Средняя плотность горной породы	$\rho_{гп}$	кг/м ³	2400	2400	2400	2400
1.7	Средняя плотность бурового шлама	$\rho_{бш}$	кг/м ³	1600	1 600	1 750	1750
1.8	Плотность твердой фазы в буровом растворе для повторного использования	$\rho_{тв}$	кг/м ³	2 500			
1.9	Плотность дисперсной среды бурового раствора для повторного использования	ρ_d	кг/м ³	1000	1 000	1 000	1000
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	ρ_r	кг/м ³	1160	1 060	1 130	1140
1.11	Расход баритового концентрата	m_b	кг	0	0	0	0
1.12	Расход кольматанта	m_k	кг	0	0	5 000	5 000
1.13	Насыпная плотность баритового концентрата кл.Б КБ-3	ρ_b	кг/м ³	4 200			
1.14	Насыпная плотность кольматанта КС	ρ_k	кг/м ³	2 400			
1.15	Объем бурового раствора в емкостях на окончание бурения	$V_{емк}$	м ³	80	80	80	80
1.16	Объем бурового раствора для повторного использования	$V_{рпн}$	м ³	80	80	100	80
1.17	Объем технологической жидкости для разбуривания ЦКОД	$V_{цр}$	м ³	-	20	20	0
2	Результаты расчета бурового шлама						
2.1	Коэффициент разуплотнения породы	$K_{ру}$	-	1,5	1,5	1,37	1,37
2.2	Объем выбуренной породы в интервале бурения	$V_{вп}$	м ³	20,87	160,3	102,2	14,2
2.3	Объем реагентов утяжелителей, применяемых для обработки бурового раствора	$V_{ут}$	м ³	0,00	0,00	2,08	2,08
2.4	Общий объем твердой фазы бурового раствора, планируемого для дальнейшего (повторного) использования	$V_{тв}$	м ³	8,53	3,20	8,67	7,47
2.5	Объем бурового шлама образующегося при бурении интервала	$V_{бшi}$	м ³	12,34	157,13	95,60	8,78
2.6	Объем бурового шлама, образующегося при бурении скважины	$V_{бш}$	м ³	273,86			
2.7	Масса бурового шлама, образующегося за интервал бурения	$m_{бш}$	кг	19 736	251 413	167 307	15 372
2.8	Суммарная масса бурового шлама, образующегося за скважину	$m_{бш}$	тн	453,8			
3	Результаты расчета буровых сточных вод						
3.1	Объем бурового раствора в скважине	$V_{скв}$	м ³	13,91	111,06	113,57	55,78
3.2	Общий объем бурового раствора на момент окончания бурения интервала	$V_{бр}$	м ³	93,91	191,06	193,57	135,78
3.3	Суммарный объем буровых сточных вод на интервал бурения	$V_{бсвi}$	м ³	13,91	131,06	113,57	55,78
3.4	Суммарный объем буровых сточных вод на скважину	$V_{бсв}$	м ³	314,33			

10

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

100

Формат А4

Продолжение приложения Б

Горизонтальная скважина по утяжеленной конструкции

№ п/п	Наименование параметра	Усл. обознач.	Ед. изм.	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	Исходные данные						
1.1	Диаметр долота	D _д	м	0,3937	0,3	0,2207	0,146
1.2	Коеф. кавернозности	K _к	-	1,3	1,35	1,25	1,25
1.3	Глубина спуска колонны	L _к	м	36	1645	3132	3617
1.4	Длина интервала	L	м	36	1609	1487	485
1.5	Внутренний диаметр обсадной колонны	d _{вн}	м	0,305	0,2292	0,152	0,0992
1.6	Средняя плотность горной породы	ρ _{гп}	кг/м ³	2400	2400	2400	2400
1.7	Средняя плотность бурового шлама	ρ _{бш}	кг/м ³	1600	1 600	1 750	1750
1.8	Плотность твердой фазы в буровом растворе для повторного использования	ρ _{тв}	кг/м ³	2 500			
1.9	Плотность дисперсной среды бурового раствора для повторного использования	ρ _д	кг/м ³	1000	1 000	1 180	1180
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	ρ _р	кг/м ³	1160	0	1 250	1250
1.11	Расход баритового концентрата	m _б	кг	0	0	0	0
1.12	Расход кольматанта	m _к	кг	0	0	15 000	49 000
1.13	Насыпная плотность баритового концентрата кл.Б КБ-3	ρ _б	кг/м ³	4 200			
1.14	Насыпная плотность кольматанта КС	ρ _к	кг/м ³	2 400			
1.15	Объем бурового раствора в емкостях на окончание бурения	V _{емк}	м ³	80	80	60	60
1.16	Объем бурового раствора для повторного использования	V _{рп}	м ³	80	0	100	100
1.17	Объем технологической жидкости для разбуривания ЦКОД	V _{цд}	м ³		20	20	20
2	Результаты расчета бурового шлама						
2.1	Коэффициент разуплотнения породы	K _{рп}	-	1,5	1,5	1,37	1,37
2.2	Объем выбуренной породы в интервале бурения	V _{вп}	м ³	8,54	230,2	97,5	13,9
2.3	Объем реагентов утяжелителей, применяемых для обработки бурового раствора	V _{ут}	м ³	0,00	0,00	6,25	20,42
2.4	Общий объем твердой фазы бурового раствора, планируемого для дальнейшего (повторного) использования	V _{тв}	м ³	8,53	0,00	5,30	5,30
2.5	Объем бурового шлама образующегося при бурении интервала	V _{бш}	м ³	0,01	230,19	98,42	29,03
2.6	Объем бурового шлама, образующегося при бурении скважины	V _{бш}	м ³	357,64			
2.7	Масса бурового шлама, образующегося за интервал бурения	m _{бш}	кг	13	368 310	172 229	50 795
2.8	Суммарная масса бурового шлама, образующегося за скважину	m _{бш}	тн	591,3			
3	Результаты расчета буровых сточных вод						
3.1	Объем бурового раствора в скважине	V _{скв}	м ³	5,69	156,09	138,91	66,95
3.2	Общий объем бурового раствора на момент окончания бурения интервала	V _{бр}	м ³	85,69	236,09	198,91	126,95
3.3	Суммарный объем буровых сточных вод на интервал бурения	V _{бсв}	м ³	5,69	256,09	118,91	46,95
3.4	Суммарный объем буровых сточных вод на скважину	V _{бсв}	м ³	427,64			

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение приложения Б

Горизонтальная скважина по утяжеленной конструкции с применением пресного бурового раствора

№ п/п	Наименование параметра	Усл. обознач.	Ед. изм.	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	Исходные данные						
1.1	Диаметр долота	D_d	м	0,3937	0,3	0,2207	0,146
1.2	Коэф. кавернности	K_k	-	2	1,7	1,25	1,25
1.3	Глубина спуска колонны	L_k	м	57,17	947,13	2506,11	2881
1.4	Длина интервала	L	м	57,17	889,96	1558,98	374,89
1.5	Внутренний диаметр обсадной колонны	$d_{\text{вн}}$	м	0,305	0,2292	0,152	0,0992
1.6	Средняя плотность горной породы	$\rho_{\text{гп}}$	кг/м ³	2400	2400	2400	2400
1.7	Средняя плотность бурового шлама	$\rho_{\text{бш}}$	кг/м ³	1600	1 600	1 750	1750
1.8	Плотность твердой фазы в буровом растворе для повторного использования	$\rho_{\text{тв}}$	кг/м ³	2 500			
1.9	Плотность дисперсной среды бурового раствора для повторного использования	$\rho_{\text{д}}$	кг/м ³	1000	1 000	1 000	1000
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	$\rho_{\text{р}}$	кг/м ³	1160	1 060	1 130	1140
1.11	Расход баритового концентрата	$m_{\text{б}}$	кг	0	0	0	0
1.12	Расход кольматанта	$m_{\text{к}}$	кг	0	0	5 000	5 000
1.13	Насыпная плотность баритового концентрата кл.Б.КБ-3	$\rho_{\text{б}}$	кг/м ³	4 200			
1.14	Насыпная плотность кольматанта КС	$\rho_{\text{к}}$	кг/м ³	2 400			
1.15	Объем бурового раствора в емкостях на окончание бурения	$V_{\text{емк}}$	м ³	80	80	80	80
1.16	Объем бурового раствора для повторного использования	$V_{\text{рпн}}$	м ³	80	80	100	80
1.17	Объем технологической жидкости для разбуривания ЦКОД	$V_{\text{цс}}$	м ³	20	20	0	0
2	Результаты расчета бурового шлама						
2.1	Коэффициент разуплотнения породы	$K_{\text{рп}}$	-	1,5	1,5	1,37	1,37
2.2	Объем выбуренной породы в интервале бурения	$V_{\text{вп}}$	м ³	20,87	160,3	102,2	10,8
2.3	Объем реагентов утяжелителей, применяемых для обработки бурового раствора	$V_{\text{ут}}$	м ³	0,00	0,00	2,08	2,08
2.4	Общий объем твердой фазы бурового раствора, планируемого для дальнейшего (повторного) использования	$V_{\text{тв}}$	м ³	8,53	3,20	8,67	7,47
2.5	Объем бурового шлама образующегося при бурении интервала	$V_{\text{бш}}$	м ³	12,34	157,13	95,60	5,37
2.6	Объем бурового шлама, образующегося при бурении скважины	$V_{\text{бш}}$	м ³	270,44			
2.7	Масса бурового шлама, образующегося за интервал бурения	$m_{\text{вш}}$	кг	19 736	251 413	167 307	9 398
2.8	Суммарная масса бурового шлама, образующегося за скважину	$m_{\text{вш}}$	тн	447,9			
3	Результаты расчета буровых сточных вод						
3.1	Объем бурового раствора в скважине	$V_{\text{скв}}$	м ³	13,91	111,06	113,57	53,29
3.2	Общий объем бурового раствора на момент окончания бурения интервала	$V_{\text{бр}}$	м ³	93,91	191,06	193,57	133,29
3.3	Суммарный объем буровых сточных вод на интервал бурения	$V_{\text{бсвл}}$	м ³	13,91	131,06	113,57	53,29
3.4	Суммарный объем буровых сточных вод на скважину	$V_{\text{бсв}}$	м ³	311,84			

12

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

102

Формат А4

Главный инженер
«СургутНИПИнефть»

А.П.Пестряков

Заместитель директора
научно-исследовательского института
по бурению
«СургутНИПИнефть»

М.А.Дюсюнгалиев

Начальник
научно-исследовательского отдела
сопровождения строительства скважин
«СургутНИПИнефть»

В.М.Михальчук

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер – первый заместитель
генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.Н.Буланов

Заместитель генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз» –
начальник управления по бурению

С.А.Ананьев

Заместитель главного инженера –
начальник технического управления
ПАО «Сургутнефтегаз»

Д.Н.Олейник

Первый заместитель
начальника управления по бурению
ПАО «Сургутнефтегаз» по технологии

Ф.Р.Яхшибеков

Заместитель начальника технического
управления ПАО «Сургутнефтегаз»
по новой технике и технологии –
начальник технического отдела

М.А.Краснов

Главный технолог – начальник
технологического отдела управления
по бурению ПАО «Сургутнефтегаз»

И.Н.Туровский

Начальник отдела контроля
за разработкой и прохождением
экспертизы проектной документации
управления по бурению
ПАО «Сургутнефтегаз»

А.А.Шалимов

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Главный инженер
Инженерно-экономического
внедренческого центра

В.И.Холомеев

Начальник отдела
стандартизации и патентоведения
Инженерно-экономического
внедренческого центра

Е.А.Базалев

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Библиография

[1] ФНИП ПБвНГП Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534)

[2] РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше

[3] Временный технологический регламент Временный технологический регламент по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод (утвержден первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» 08.10.2015)

[4] СТО 212-2022 Эксплуатация оборудования системы очистки бурового раствора и определение ее эффективности (введен в действие указанием ПАО «Сургутнефтегаз» от 06.03.2023 №500)

[5] Проект технической документации Проект технической документации на технологию «Строительство, эксплуатация и рекультивация шламовых амбаров на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз» на территории лесного фонда Российской Федерации в среднетаежной подзоне Западной Сибири»

[6] М 39-2020 Методика расчета объемов использования буровых растворов для бурения эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз», введенная указанием ПАО «Сургутнефтегаз» от 31.08.2020 №2355

Примечание – При пользовании настоящей методикой целесообразно проверить действие ссылочных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методикой следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Номер изменения	Номер листов, страниц				Номер указания, дата	Срок введения изменения	Дата введения изменения	Личная подпись
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист
106

Приложение Б
(справочное)
Акт лабораторных исследований бурового шлама

**Сургутский научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»**
Научно-исследовательский отдел сопровождения
строительства скважин

АКТ
лабораторных исследований бурового шлама

Январь 2020 г.

г.Сургут

В период с января по апрель 2019 года в рамках темы №2959-19 «Научно-техническое и методическое сопровождение строительства скважин в ПАО «Сургутнефтегаз» в лаборатории буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей проведены лабораторные исследования свойств бурового шлама, отобранного в процессе строительства скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз».

1. Цель исследований:

1.1. Определение качественных характеристик бурового шлама (плотность, влажность) в процессе бурения скважин с использованием четырехступенчатой системы очистки;

1.2. Разработка показателей эффективности работы оборудования системы бурового раствора (далее – ОСОБР).

2. Порядок проведения исследований

2.1. Промысловые исследования проводились на 6 эксплуатационных скважинах в Сургутских УБР-1, 2, 3 на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири. Перечень скважин представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень скважин для проведения исследований

№ п/п	Структурное подразделение	Месторождение	Куст	Скважина
1	СУБР- 1	Федоровское	909	15234
2	СУБР- 1	Федоровское	1067	5884Гр
3	СУБР- 1	Федоровское	1122	12598
4	СУБР- 2	Северо-Лабатьюганское	207	7071Гр
5	СУБР- 2	Верхнеказымское	31	466
6	СУБР- 3	Западно-Сургутское	237	4182

2.2. До начала бурения скважины проводилась комиссия проверка эффективности работы ОСОБР в соответствии с требованиями НТД «Порядок работы системы очистки бурового раствора (ОСОБР) и оценки ее эффективности».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		107

2.3. Отбор проб бурового шлама осуществлялся представителями «СургутНИПИнефть» после каждой ступени ОСОБР при различных интервалах бурения.

2.4. Пробы бурового шлама герметично упаковывались в трехслойные полиэтиленовые мешки и доставлялись автотранспортом в научно-исследовательскую лабораторию буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей «СургутНИПИнефть».

2.5. Лабораторные исследования включали:

- определение влажности шлама на влагоанализаторе;
- определение плотности образца.

Результаты лабораторных замеров приведены в приложениях 1, 2.

3. Выводы и рекомендации

3.1. В процессе бурения скважин на месторождениях Западной Сибири эффективная работа ОСОБР обеспечивает следующие характеристики бурового шлама:

для интервала бурения под кондуктор – влажность шлама изменяется в пределах от 33,97 до 34,8 %, плотность от 1 627 до 1 644 кг/м³;

для интервала бурения под эксплуатационную колонну – влажность шлама изменяется в пределах от 28,66 до 34,9 %, плотность от 1 693 до 1 730 кг/м³.

для всего интервала скважины – влажность шлама изменяется в пределах от 31,07 до 33,11 %, плотность от 1 665 до 1 678 кг/м³.

3.2. Фактическая влажность бурового шлама соответствует Временному технологическому регламенту по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод, утвержденному первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.С.Нурявым 08.10.2015 не более 35 %.

3.3. В качестве дополнительного показателя оценки эффективности работы ОСОБР предлагается установить следующие требования к плотности бурового шлама:

для интервала бурения под кондуктор: 1 600–1 650 кг/м³;

для интервала бурения под эксплуатационную колонну: 1700–1750 кг/м³.

для всего интервала скважины: 1 675 кг/м³;

Заведующий

научно-исследовательской лабораторией
буровых, тампонажных растворов
и специальных жидкостей



Н.В.Попова

Заведующий

научно-исследовательской лабораторией
техники и технологий бурения скважин



Н.В.Меркурьева

Начальник группы

авторского надзора за строительством
эксплуатационных скважин



А.В.Анисимов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

108

Приложение 1

Результаты лабораторных исследований влажности и плотности
бурового шлама

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Интервал отбора, м	Место отбора	Влажность, %	Плотность, кг/м³
1	Федоровское	909	15234	200	вибросита	33	1630
					пескоотделитель	34,5	1605
				400	вибросита	35,41	1610
					пескоотделитель	33,21	1660
				700	вибросита	32,25	1650
					пескоотделитель	35,5	1610
				1000	вибросита	29	1730
					пескоотделитель	28,4	1760
					илоотделитель	28,14	1750
				1300	центрифуга	27,45	1770
					вибросита	26,19	1790
					пескоотделитель	31,5	1700
				1700	илоотделитель	30,5	1710
					вибросита	32,15	1670
					пескоотделитель	29,7	1730
				2100	илоотделитель	25,15	1770
					центрифуга	28,9	1720
					вибросита	32,7	1620
					пескоотделитель	25,35	1780
				2400	илоотделитель	26,15	1730
					центрифуга	24,17	1790
					вибросита	33,9	1680
					пескоотделитель	32,5	1690
				2800	илоотделитель	31,2	1640
центрифуга	27,15	1740					
вибросита	30,15	1710					
2819	илоотделитель	26	1770				
	центрифуга	31,55	1700				
	вибросита	27,6	1750				
	пескоотделитель	25,2	1790				
2	Федоровское	1067	5884 Гр	224	вибросита	34,5	1640
					пескоотделитель	35,6	1630
				425	вибросита	35,8	1630
					пескоотделитель	34,1	1630
				743	вибросита	35,6	1634
					пескоотделитель	33,2	1660
1050	вибросита	29,16	1740				
	пескоотделитель	32,77	1680				
					илоотделитель	34,4	1660

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

109

Формат А4

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Интервал отбора, м	Место отбора	Влажность, %	Плотность, кг/м³								
3	Федоровское	1122	12598	1350	центрифуга	31,29	1680								
					вибросита	33,4	1660								
					пескоотделитель	26,03	1720								
					илоотделитель	36,99	1640								
				4	Верхнеказымское	31	466	1750	центрифуга	26,98	1770				
									вибросита	32	1740				
									пескоотделитель	33	1710				
									илоотделитель	34,51	1690				
								5	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	2100	центрифуга	32	1730
													вибросита	33,6	1730
													пескоотделитель	46,28	1590
													илоотделитель	31,5	1750
6	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр									2450	центрифуга	29,6	1775
													вибросита	33,81	1740
													пескоотделитель	47,06	1540
													илоотделитель	31,5	1750
				7	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр					2850	центрифуга	38,5	1675
													вибросита	33,09	1730
													пескоотделитель	35,95	1650
													илоотделитель	40,9	1630
								8	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	1050	центрифуга	28,5	1730
													вибросита	36,54	1660
													пескоотделитель	27,93	1730
													илоотделитель	31,5	1730
9	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр									1730	вибросита	38,48	1640
													пескоотделитель	28,9	1760
													илоотделитель	31,5	1730
													центрифуга	29,4	1740
				10	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр					2054	вибросита	44,31	1610
													пескоотделитель	29,5	1760
													илоотделитель	29,55	1760
													центрифуга	29,55	1760
								11	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	2420	вибросита	37,86	1640
													пескоотделитель	50,28	1520
													илоотделитель	50,28	1520
													центрифуга	23,87	1790
12	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр									2783	вибросита	32	1710
													пескоотделитель	41,61	1620
													илоотделитель	41,61	1620
													центрифуга	24,41	1780
				13	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр					230	вибросита	32,5	1625
													пескоотделитель	34,5	1635
													илоотделитель	34,5	1635
													центрифуга	34,5	1635
								14	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	420	вибросита	34,83	1647
													пескоотделитель	35,1	1639
													илоотделитель	35,1	1639
													центрифуга	35,1	1639
15	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр									730	вибросита	34,2	1654
													пескоотделитель	34,8	1642
													илоотделитель	34,8	1642
													центрифуга	34,8	1642
				16	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр					1040	вибросита	40,1	1640
													пескоотделитель	32,1	1701
													илоотделитель	32,1	1701
													центрифуга	33,58	1690
								17	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	1360	вибросита	26,42	1790
													пескоотделитель	26,42	1790
													илоотделитель	26,42	1790
													центрифуга	26,42	1790

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

110

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Интервал отбора, м	Место отбора	Влажность, %	Плотность, кг/м³
				1360	пескоотделитель	41,02	1610
					центрифуга	33,27	1720
				1730	вибросита	27,47	1760
					пескоотделитель	47,57	1480
					центрифуга	25,88	1770
				2070	вибросита	27,88	1780
					пескоотделитель	31,94	1700
					центрифуга	24,68	1790
				2430	вибросита	22,71	1780
					пескоотделитель	32,96	1670
					центрифуга	26,09	1800
				2630	вибросита	25,45	1780
					пескоотделитель	42,49	1600
вибросита	35,8	1632					
6	3-Сургутское	237	4182	200	пескоотделитель	34,9	1641
					вибросита	33,1	1659
				450	вибросита	33,9	1651
					пескоотделитель	35,4	1639
				750	вибросита	36,7	1633
					пескоотделитель	33,2	1668
				1040	вибросита	36,62	1650
					центрифуга	25,5	1780
				1050	вибросита	31,5	1590
					центрифуга	32,5	1650
				1350	вибросита	31,5	1730
					пескоотделитель	31,5	1760
				2100	илоотделитель	30,5	1737
					центрифуга	33,2	1650
					вибросита	30,23	1700
				2450	пескоотделитель	31,93	1640
					центрифуга	30,41	1740
					вибросита	24,15	1780
				2850	пескоотделитель	33,6	1630
					центрифуга	29,9	1730
3383	вибросита	28,9	1760				
	центрифуга	26,7	1770				

Инва. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

111

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение 2
Среднее значение влажности и плотности бурового шлама образующегося в процессе строительства скважин

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Интервал бурения		Средняя плотность бурового шлама, кг/м³	Средняя влажность бурового шлама, %
				от	до		
1	Федоровское	909	15234	кондуктор	0	755	33,97
				эксплуатационная колонна	755	2 819	28,66
				скважина	0	2 819	31,31
2	Федоровское	1067	5884Гр	кондуктор	0	764	34,8
				эксплуатационная колонна	764	1 350	31,37
				скважина	0	1 350	33,08
3	Федоровское	1122	12598	эксплуатационная колонна	1 750	2 850	35,35
				скважина	1 050	2 790	33,7
4	Верхнеказымское	31	466	кондуктор	0	784	34,32
				эксплуатационная колонна	784	2 967	31,31
				скважина	0	2 967	32,81
5	Северо-Лабатьюганское	207	7071Гр	кондуктор	0	1 043	34,71
				эксплуатационная колонна	1 043	3 383	30,54
				скважина	0	3 383	32,62
6	Западно-Сургутское	237	4182	кондуктор	0	1 043	34,71
				эксплуатационная колонна	1 043	3 383	30,54
				скважина	0	3 383	32,62

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

112

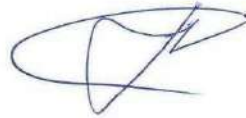
Приложение В
(обязательное)

Отчет о выполненных опытно-промышленных работах по мониторингу строительства контрольных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»

Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз»
Сургутский научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»

ОТЧЕТ О ВЫПОЛНЕННЫХ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТАХ ПО
МОНИТОРИНГУ СТРОИТЕЛЬСТВА КОНТРОЛЬНЫХ СКВАЖИН НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Заместитель директора по бурению
«СургутНИПИнефть»



М.А.Дюсюнгалиев

Начальник
научно-исследовательского отдела
сопровождения строительства скважин
«СургутНИПИнефть»



В.М.Михальчук

Сургут, 2021

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для выполнения научно-исследовательских работ являются мероприятия по повышению эффективности работы оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР), утвержденные главным инженером – первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым (приложение А). Перед проведением работ разработаны программы мониторинга строительства контрольных скважин на месторождениях Западной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз», утвержденные первым заместителем начальника управления по бурению ПАО «Сургутнефтегаз» по технологии Ф.Р.Яхшибековым (приложения Б, В).

Основой целью выполнения работ являлась оценка эффективности работы ОСОБР на всех этапах строительства скважин.

Основные решаемые задачи:

- проверка работоспособности ОСОБР и соответствия типовой технологической схемы обвязки циркуляционной системы различных типов буровых установок, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз»;

- определение основных технологических характеристик работы ОСОБР;

- контроль за соблюдением рецептуры, объемов и технологических параметров бурового раствора в соответствии с требованиями проектной документации;

- отбор проб бурового раствора и шлама, образующегося в процессе строительства скважин до и после каждой ступени ОСОБР, определение характеристик бурового шлама и твердой фазы бурового раствора (влажности, гранулометрического и фракционного состава) в соответствии с требованиями природоохранного законодательства;

- разработка предложений по повышению эффективности ОСОБР.

В качестве объектов исследований выбраны четыре типа буровых установок, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз», с различным оснащением циркуляционных систем и систем очистки: БУ 4000/250 ЭК-БМЧ, БУ-3900 ЭК-БМ, БУ 3200 ЭУК-2М, БУ-3000 ЭУК-1М (таблица 1).

Таблица 1 – Место и сроки проведения работ

№ п/п	Структурное подразделение	Месторождение	Куст	Скважина №	Тип БУ	Период проведения работ
1	Сургутское УБР-1	Федоровское	1012	13623	БУ 3900	24.07.2021 01.08.2021
2	Сургутское УБР-1	Федоровское	862	13572	БУ 4000	31.07.2021- 07.08.2021
3	Сургутское УБР-2	Вачимское	125Б	3443	БУ 3200	02.08.2021- 08.08.2021
4	Сургутское УБР-3	Западно-Сургутское	243	4326	БУ 3000	07.08.2021- 15.08.2021
5	Сургутское УБР-2	Северо-Лабатьюганское	196	7033	БУ 4000	26.09.2021- 03.10.2021
6	Сургутское УБР-3	Западно-Сургутское	243	4327	БУ 3000	12.10.2021- 19.10.2021

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

забоя до 1000 м связана с низким содержанием во вновь приготовленном буровом растворе твердой фазы, а также с эффективной работой I ступени очистки.

III ступень - илоотделитель

Гидроциклон илоотделителя позволяет удалять частицы размером от **140 до 70 мкм** при начальных этапах бурения под эксплуатационную колонну (до глубины забоя 2000 м).

При бурении в интервале от 2000 до 2400 м отсутствует наработка бурового раствора целевым удаляемым илоотделителями гранулометрическим составом. В связи с этим работа третьей ступени в указанном интервале является неэффективной. Повышенная эффективность при глубине забоя от 2400 м связана с вводом в буровой раствор кольматанта.

IV ступень - центрифуги

Центрифуга позволяет удалять частицы размером **более 10 мкм** во всех интервалах бурения. Также отмечается умеренное удаление нерастворимых технологических утяжелителей бурового раствора (кольматант, барит). Основным критерием эффективности центрифуги является обеспечение разности плотностей бурового раствора до и после прохождения ступени (не менее 60 кг/м³). Таким образом, применение центрифуги до интервала 1400 м является нецелесообразным ввиду низкой исходной плотности бурового раствора.

По результатам лабораторных исследований получены усредненные результаты гранулометрического состава выбуренной породы на выходе из скважины. Полученные значения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Гранулометрический состав выбуренной породы на выходе из скважины, кг/м³

Исходные данные	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
>300 мкм	798	1493	1311
300-140 мкм	572	24,2	35
140-70 мкм	142	35	37
70-40 мкм	96,5	91	66
40-10 мкм	259	245	212
10-5 мкм	126	101	136
5-0 мкм	267	267	562

5. АНАЛИЗ ВЛАЖНОСТИ БУРОВОГО ШЛАМА

В процессе бурения контрольных скважин специалистами «СургутНИПинефть» выполнялся анализ влажности проб с использованием реторты, галогенного анализатора влажности модели HG-53. Полученные результаты представлены в приложении М.

На сегодняшний день согласно требованиям временного технологического регламента по строительству и эксплуатации траншей для бурового шлама и емкостей для буровых сточных вод, утвержденного первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.С.Нуряевым 08.10.2015 (далее – Временный технологический регламент), влажность бурового шлама не должна превышать 35 %, согласно требованиям РД 5753490-053-2015 – не более 30 %.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист 120

Анализ результатов исследований фактической влажности бурового шлама, отобранного при строительстве контрольных скважин, показал:

1. Средние показатели влажности бурового шлама при бурении под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну не превышают требований Временного технологического регламента, (не более 35 %) и составляют:

- для интервала бурения под кондуктор – 33,6 %,
- для интервала бурения под эксплуатационную колонну – 34,3 %.

2. Превышение показателя влажности наблюдается в интервалах разбуривания горных пород, представленных песчаниками (интервал ММП, интервал сеномана и т.п.), и достигает до 41 %. При этом нарушений требований режима работы линейного вибросита (заполнение ситовых панелей 75-80 %, амплитуда колебаний) не выявлено.

Таким образом, необходимо отметить, что влажность бурового шлама зависит не только от режима работы оборудования, но и от минералогического состава горной породы: чем больше частиц, тем больше контактная площадь смачивания. В этой связи необходимо провести дополнительные исследования по изучению влияния различных типов пород (песок, глины, аргиллиты) на влажность образующегося бурового шлама.

3. По результатам исследований определены характерные показатели влажности бурового шлама для ОСОБР, применяемого в ПАО «Сургутнефтегаз» (таблица 4).

Таблица 4 – Характерные показатели влажности бурового шлама

№ п/п	Наименование оборудования	Назначение	Показатель влажности	Примечание
1	Вибросита модели ZS-Z2, ZS-Z4, CQ-2, с амплитудой колебания до 5,5 G	I ступень очистки	до 35 %	в интервалах песчаника до 40 %
2	Гидроциклоны ГЦ-400, ситогидроциклонная установка QJ-2	II ступень очистки	до 45 %	после «осушающего» вибросита до 30 %
3	Илоотделитель ИГ-45, ситогидроциклонная установка QJ-2	III ступень очистки	до 55 %	после «осушающего» вибросита до 30 %
4	Центрифуга LW-355	IV ступень очистки	до 30 %	

4. Также увеличение показателя влажности бурового шлама на буровых установках типа БУ 3000, БУ 3200, БУ 3900 обусловлено отсутствием возможности сброса пульпы илоотделителя на «осушающее» вибросито.

В случае отбора пробы пульпы илоотделителя с осушающих вибросит, показатель влажности составляет от 24 до 33 %, при исходной влажности пульпы 53 %.

6. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСОБР

Перед началом работ произведены расчеты проектной эффективности ОСОБР согласно проекту технологического расчета, разработанного специалистами «СургутНИПИнефть». Суммарная проектная эффективность работы ОСОБР для различных типов буровых установок, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз», представлена в таблице 5.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании результатов проведенной научно-исследовательской работы можно сделать следующие выводы:

1. Текущая оснащенность ОСОБР различных типов буровых установок, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз», позволила обеспечить соблюдение требований проектной документации в части режимов бурения, рецептуры и параметров бурового раствора на всех стадиях строительства скважин.

3. Эффективность системы очистки оказывает влияние на объемы использования бурового раствора: снижение эффективности системы очистки приводит к необходимости увеличения объемов приготовления бурового раствора (разбавления) для поддержания требуемых параметров.

4. Расчеты показали, что для обеспечения выполнения требований проектных документов на строительство скважины (плотности и объемов использования бурового раствора) рекомендуется обеспечить эффективность системы очистки более 78 %.

5. Фактическая эффективность системы очистки для различных типов буровых установок, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз», составила:

- для БУ 4000 80,1 %;
- для БУ 3900 78,5 %;
- для БУ 3200 78,6 %;
- для БУ 3000 76,7 %.

Низкая эффективность очистки буровой установки типа БУ 3000 обусловлена отсутствием второй центрифуги, что приводит к необходимости увеличения объемов приготовления раствора для поддержания требуемых параметров на 15-20%.

6. Применяемое ОСОБР позволяет обеспечить показатель влажности удаляемого бурового шлама, в среднем, по скважине согласно требованию Временного технологического регламента, не более 35 %:

- для интервала бурения под кондуктор – 31,3 %,
- для интервала бурения под эксплуатационную колонну – 34,5 %.

Для оценки возможности снижения влажности бурового шлама согласно РД 5357490-053-2015 (не более 30 %) необходимо проведение дополнительных опытно-промышленных работ по испытанию нового ОСОБР с улучшенными характеристиками, а также оборудования для осушки бурового шлама (типа УМОШ).

7. Необходимо обеспечить доработку циркуляционных систем буровых установок БУ 3900 и БУ 3000 в целях исключения сброса пульпы илоотделителя в траншею для БШ без дополнительной очистки на «осушающем» вибросите.

8. По результатам проведенной работы разработана методика расчета эффективности системы очистки буровых установок исходя из контроля фактических плотностей и объемов использования бурового раствора (Приложение Н).

РЕКОМЕНДАЦИИ

Для повышения эффективности работы ОСОБР при бурении скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири предлагается:

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ				
Лист				
123				

1. Перед бурением каждой скважины обеспечить комиссионную настройку работы ОСОБР в соответствии с заводскими характеристиками с участием специалистов ЦБПО БНО с составлением акта.

2. Для обеспечения качественного строительства скважин, эффективной очистки бурового раствора, предупреждения гидроразрыва горных пород, недопущения зашламления трубопроводов циркуляционных систем буровых установок предлагается установить следующие ограничения к механической скорости бурения в интервале бурения до 350 м не более 300 м/ч.

3. В части эксплуатации первой ступени очистки (линейных вибросит):

3.1. Не рекомендуется устанавливать на одно вибросито ситовые кассеты с разным типоразмером ячеек.

3.2. Для обеспечения требуемой влажности бурового шлама в процессе циркуляции бурового раствора производить регулировку распределения потока на вибросита исходя из заполняемости ситовых панелей не более 75-80% от общей площади панелей.

3.3. При проведении промывки скважины с расхаживанием бурильного инструмента в целях выполнения п.2.2 снижать расход промывочной жидкости на 4-5 л/с, но не менее 60 л/с для интервала бурения под кондуктор, 32 л/с для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

3.4. Ежедневно контролировать амплитуду и направление колебания вибросит, в том числе под «нагрузкой» (в процессе очистки раствора). При необходимости производить регулировку балансиров вибромоторов согласно руководству по эксплуатации оборудования для достижения паспортных характеристик.

3.5. Рассмотреть возможность закупки и проведения испытаний ситовых панелей с типоразмером 40 и 60 меш для подбора оптимального режима работы вибросита при бурении под кондуктор.

3.6. ЦБПО БНО необходимо:

3.6.1. Разработать предложения по повышению качества изготовления болтов для крепления вибромоторов вибросит с целью исключения преждевременных отказов при эксплуатации вибросита в соответствии с паспортными характеристиками.

3.6.2. Произвести дефектоскопию виброграмм вибросит, поступающих в ремонт, с целью исключения преждевременных отказов при эксплуатации вибросита в соответствии с паспортными характеристиками.

3.6.3. При проведении ремонтов производить тестирование вибросит при максимально-допустимых режимах работы (амплитуды колебания) с составлением акта.

4. В части эксплуатации второй ступени очистки (пескоотделителей):

4.1. Обеспечить подачу бурового раствора в гидроциклон с расходом и давлением, предусмотренным паспортными характеристиками.

4.2. Для подбора оптимального расхода и давления на входе в гидроциклон предусмотреть в обявке циркуляционной системы буровой установки разгрузочные линии.

4.3. В процессе эксплуатации гидроциклона дополнительно контролировать скорость выхода пульпы (см³/мин) не реже 1 раза в сутки с записью результатов замера в журнале параметров бурового раствора.

Изн. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз» -
начальник управления по бурению

« 14 » 07 2021 г. С.А.Ананиев

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер, первый
заместитель генерального директора
ПАО «Сургутнефтегаз»

« 14 » 07 2021 г. А.Н.Буланов

Мероприятия
по повышению эффективности работы оборудования системы очистки
бурового раствора

№ п/п	Наименование работ	Сроки исполнения	Ответственный исполнитель	Контроль	Примечание
1	Организационные работы				
1.1	Разработать график сопровождения строительства контрольных скважин для оценки эффективности оборудования системы очистки бурового раствора (далее - ОСОБР).	16.07.2021	Управление по бурению (И.Н.Туровский), «СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	Для буровых установок БУ 3000 ЗУК, БУ 3900 ЭК-БМ, БУ 4000 (УБК-250)
1.2	Разработать программу мониторинга строительства контрольных скважин.	19.07.2021	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев), ИЭВЦ (В.И.Холомеев), управление по бурению (И.Н.Туровский)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	Контроль параметров работы ОСОБР, соблюдение параметров бурового раствора и качественных характеристик образующегося бурового шлама на всех этапах строительства скважин
1.3	Разработать СТО 212-2021 «Эксплуатация оборудования системы очистки бурового раствора и определение её эффективности». Порядок рассмотреть на НТС ПАО «Сургутнефтегаз».	01.08.2021	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	Взамен НТД «Порядк эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора (ОСОБР) и определения её эффективности»
1.4	Определить требования к характеристикам буровых сточных вод, подлежащих утилизации в процессе строительства скважины в зависимости от методов утилизации (в нефтесборный коллектор, в пласт).	10.09.2021	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев, А.П.Кондаков), управление экологической безопасности и природопользования (А.В.Дрендусов)	Управление экологической безопасности и природопользования (П.А.Мальшикина)	С соблюдением природоохранного законодательства и закона о недрах

14

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

2

№ п/п	Наименование работ	Сроки исполнения	Ответственный исполнитель	Контроль	Примечание
2	Сопровождение строительства контрольных скважин (согласно п.1.1 графика)				
2.1	Провести комиссионную проверку эксплуатационной работоспособности ОСОБР, в том числе на соответствие требованиям ПАО «Сургутнефтегаз» и паспортных характеристик завода изготовителя.	Перед началом под направлением, кондуктор, ЭК, хасстовик	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиоров), ЦБПО БНО (А.А.Грехов), ИЗВЦ (В.И.Холомеев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	Чек-лист направить в «СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)
2.2	Провести проверку исправности работы лабораторного оборудования для контроля параметров бурового раствора, бурового шлама и эффективности работы ОСОБР.	Перед началом бурения скважины	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев), ИЗВЦ (В.И.Холомеев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	
2.3	Производить периодический замер параметров бурового раствора, бурового шлама и эффективности работы ОСОБР, определенных согласно п.1.2 настоящих мероприятий, но не реже 1 раза в 4 часа.	В процессе бурения скважины	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиоров), «СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев), ИЗВЦ (В.И.Холомеев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	
2.4	В случае выявления отклонений параметров бурового раствора от проектной документации, неисправности ОСОБР и элементов циркуляционной системы остановить дальнейшее углубление скважины до устранения нарушений.	В процессе бурения скважины	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиоров)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	
2.5	Провести оценку соответствия компонентного состава бурового шлама, образующегося в процессе строительства скважин, на соответствие паспорту отхода.	В процессе бурения скважины	ИЗВЦ (В.И.Холомеев)	Управление экологической безопасности и природопользования (Л.А.Мельшикина)	Отбор проб силами «СургутНИПИнефть»
2.6	По результатам строительства опорных скважин подготовить аналитическую записку эффективности работы существующей ОСОБР.	Согласно п.1.1 графика	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	

15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

127

Формат А4

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

3

№ п/п	Наименование работ	Сроки исполнения	Ответственный исполнитель	Контроль	Примечание
2.7	Выполнить подбор оборудования и технологические расчеты характеристик ОСОБР для обеспечения (соблюдения) технологии строительства скважины согласно проектной документации. Разработать эффективную схему и компоновку ОСОБР для каждого типа буровой установки.	24.09.2021	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсоянгалиев), ИЗВЦ (В.И.Холомеев), управление по бурению (И.Н.Туровский), ЦБПО ВНО (А.А.Грегов)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков), управление главного механика (А.А.Нефедов)	В т.ч. разработать технические требования на элементы ОСОБР, дополнительных ступеней ОСОБР (блок химического усиления центрифуг, установки по осушке бурового шлама)
2.8	Провести НТС ПАО «Сургутнефтегаз».	07.10.2021	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсоянгалиев), управление по бурению (И.Н.Туровский)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	При необходимости внести изменения в СТО 212-2021 «Эксплуатация оборудования системы очистки бурового раствора и определение её эффективности»
3	Программа модернизации буровых установок				
3.1	Разработать график комиссионных обследований буровых установок эксплуатационного бурения на соответствие утвержденным схемам циркуляционных систем.	15.10.2021	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиров)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	
3.2	Провести комиссионное обследование буровых установок эксплуатационного бурения на соответствие утвержденным схемам циркуляционных систем.	01.12.2021	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиров)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	С определением объемов модернизации буровых установок
3.3	Сформировать программу модернизации буровых установок и ОСОБР для обеспечения выполнения проектной документации и природоохранных требований	10.12.2021	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиров), управление по бурению (И.Н.Туровский, Р.А.Чернухин)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	<i>Объемы работ по модернизации ОСОБР!</i>
3.4	Согласовать изменения схем обвязки и оборудования циркуляционных систем буровых установок с руководителями буровых установок и ОСОБР.	31.10.2021	Управление по бурению (Р.А.Чернухин)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков)	<i>_____</i>

16

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

128

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

4

№ п/п	Наименование работ	Сроки исполнения	Ответственный исполнитель	Контроль	Примечание
3.5	После проведенной модернизаций (изменения конструкции, оборудования) буровых установок обеспечить проведение экспертизы промышленной безопасности буровых установкам.	Согласно отдельному графику	Главные инженеры Сургутских УБР-1, 2, 3 (Р.Ю.Лысенков, Е.В.Абрамов, В.Р.Сабиров), управление по бурению (И.Н.Туровский)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков), промышленной безопасности и охраны труда (И.Н.Невкин)	По результатам выполнения модернизации буровых установок <i>Все согласовано с инженером</i>
4	В области проектирования				
4.1	Пересмотреть макет индивидуального рабочего проекта на строительство скважины, разрабатываемого УБР, в части уточнения наименования и характеристик, применяемого ОСОБР, и приложения принципиальных схем обвязки циркуляционных систем буровых установок.	01.08.2021	Управление по бурению (А.А.Шалимов), «СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков), «СургутНИПИнефть» (И.Л.Еременко)	Совместно с СТО 212-2021 «Эксплуатация оборудования системы очистки бурового раствора и определение её эффективности».
4.2	Дополнить перечень оборудования для очистки бурового раствора в составе групповых и индивидуальных рабочих проектов на строительство скважин, разрабатываемых «СургутНИПИнефть», с учетом различных типов применяемых буровых установок и с приложением принципиальных схем обвязки циркуляционных систем.	Постоянно	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	«СургутНИПИнефть» (И.Л.Еременко)	<i>Всем фак!</i>
5	Работа с персоналом				
5.1	Организовать обучение персонала буровых бригад по устройству, принципу работы и правилам эксплуатации ОСОБР, применяемого в ПАО «Сургутнефтегаз».	В течение 2022 года	Начальники Сургутских УБР-1, 2, 3 (А.А.Салунов, М.А.Бачилов, А.В.Горбачев), ЦПО (С.М.Молчанов)	Управление по бурению (Ф.Р.Яхшибеков), управление по работе с кадрами (Р.Р.Куза)	

Директор «СургутНИПИнефть»

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель начальника управления по бурению ПАО «Сургутнефтегаз» по технологии

CF

И.Л.Ер.

И.Л.Еременко

Ф.Р.Яхшибеков

17

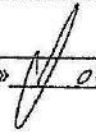
23901-ОВОС.ТЧ

Лист

129

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель начальника
управления по бурению
ПАО «Сургутнефтегаз»
по технологии


«11» 07 2021 г. Ф.Р.Яхшибеков

ПРОГРАММА
мониторинга строительства контрольных скважин на месторождениях
Западной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз»

Сургут 2021

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Введение

Настоящая программа составлена в рамках выполнения п.1.2 «Мероприятия по повышению эффективности работы оборудования системы очистки бурового раствора», утверждённых главным инженером-первым заместителем генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым.

1. Цель работ

Контроль параметров работы оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР), технологических параметров бурового раствора и качественных характеристик образующегося бурового шлама на всех этапах строительства скважины с целью определения эффективности работы ОСОБР.

1.1. Задачи:

- проверка работоспособности ОСОБР и соответствия типовой технологической схемы обвязки циркуляционной системы;
- определение основных технических характеристик работоспособности ОСОБР;
- определение технологических параметров бурового раствора с периодичностью согласно СТО 103-2020 «Растворы буровые и тампонажные. Контроль параметров», утвержденного и введенного в действие приказом ПАО «Сургутнефтегаз» от 15.03.2021 №620 (далее – СТО 103-2020);
- отбор проб бурового раствора и шлама образующегося в процессе строительства скважин до и после каждой ступени ОСОБР;
- отбор проб пульпы, кека образующегося в процессе строительства скважин после каждой ступени ОСОБР;
- исследование влажности, гранулометрического и фракционного состава отобранных проб бурового шлама и твердой фазы бурового раствора;
- разработка предложений по повышению эффективности ОСОБР.

2. Место и сроки проведения работ:

Опытно-промышленные работы проводятся в Сургутских УБР-1, 2, 3 при бурении эксплуатационных скважин с применением БУ-3000 ЭУК, БУ-3900 ЭК-БМ, БУ 4000 (УБК-250) в соответствии с «Графиком сопровождения строительства контрольных скважин».

3. Мероприятия по организации работ

3.1. Все организационные работы по выполнению программы в установленные сроки осуществляют «СургутНИПИнефть» при участии Сургутских УБР-1, 2, 3.

Работы по программе охватывают период строительства скважины от начала бурения под направление (кондуктор) до спуска эксплуатационной колонны (хвостовика).

3.2. До начала работ по отбору проб бурового раствора на куст необходимо завести:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Взам. инв. №
							Подп. и дата

23901-ОВОС.ТЧ						Лист
						131

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Отобранные пробы доставляются в научно-исследовательский отдел сопровождения строительства скважин «СургутНИПИнефть» для проведения лабораторных исследований.

4.6. В процессе строительства скважин проводится отбор проб бурового шлама образующегося в процессе бурения в соответствии с требованиями СТО 245 для проведения исследований на соответствие паспорту отхода.

Усредненная проба бурового шлама в количестве не менее 12 кг передается в ИЭВЦ.

Ответственные: за отбор проб специалисты «СургутНИПИнефть», за проведение лабораторных исследований специалисты ИЭВЦ.

4.7. Провести лабораторные исследование состава бурового шлама образующегося в процессе строительства скважин на определение следующих показателей:

- химический анализ: водородный показатель (рН) водной вытяжки, ион аммония, кальций, калий, натрий, хлорид-ион, сульфат-ион, нитрат-ион, нефтепродукты, подвижные формы металлов (алюминий, железо, марганец, медь, никель, хром, цинк, свинец, кадмий), анионные поверхностно-активные вещества (АПАВ), токсичность острая (2 метода), включая определение класса опасности;

- радиационный контроль (4 показателя): удельная активность радионуклидов (226Ra, 232Th, 40K), эффективная удельная активность природных радионуклидов (226Ra, 232Th, 40K).

Ответственные: за лабораторные исследования Центральная базовая лаборатория экоаналитических и технологических исследований «ИЭВЦ»

5. Порядок проведения лабораторных исследований

5.1. Лабораторные исследования отобранных проб производятся в три этапа:

- замер технологических параметров бурового раствора на соответствие параметров указанных в рабочем проекте;
- гранулометрический анализ;
- анализ влажности.

5.2. Гранулометрический анализ частиц твердой фазы проводится методом просеивания (при размере частиц более 300 мкм) и с помощью анализатора «Мальверн» (при размере частиц менее 300 мкм).


5.3. Анализ влажности проб проводится на галогенном анализаторе влажности HG-53.

Ответственные: «СургутНИПИнефть»

6. Оформление результатов

6.1. Результаты мониторинга эффективности работы ОСОБР оформляются аналитической запиской в течение 10 рабочих дней с момента окончания работ.

Заведующий научно-исследовательской лабораторией

 Н.В.Меркурьева


Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

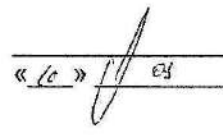
23901-ОВОС.ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

СОГЛАСОВАНО
Заместитель главного геолога
(по контролю за разбуриванием
месторождений и планированию
объемов буровых работ)
ПАО «Сургутнефтегаз»



О.Г. Маслов
«10» 09 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель начальника
управления по бурению
ПАО «Сургутнефтегаз»
по технологии

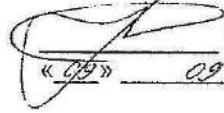

Ф.Р. Яхшибеков
«10» 09 2021 г.

ПРОГРАММА
опытно-промышленных работ по оценке эффективности ОСОБР
при строительстве контрольных скважин на месторождениях
ПАО «Сургутнефтегаз» в Западной Сибири

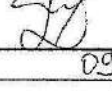
СОГЛАСОВАНО
Начальник управления
экологической безопасности и
природопользования
ПАО «Сургутнефтегаз»


Л.А. Малышкина
«10» 09 2021 г.

СОГЛАСОВАНО
Заместитель директора
научно-исследовательского
института по бурению
«СургутНИПИнефть»


М.А. Дюсюнгалиев
«10» 09 2021 г.

СОГЛАСОВАНО
Заместитель начальника
технологического отдела управления по
бурению ПАО «Сургутнефтегаз»


И.А. Дудченко
«10» 09 2021 г.

Тюмень, 2021

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
2

Введение

Настоящая программа разработана по поручению главного инженера – первого заместителя генерального директора ПАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Буланова в рамках выполнения «Мероприятий по повышению эффективности работы оборудования системы очистки бурового раствора».

1 Цели работ

I Определение работоспособности оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР) для выполнения требований РД 5753490-053-2015 «Регламент по охране окружающей среды при проектировании и производстве работ на кустах скважин и одиночных поисково-разведочных скважинах ПАО «Сургутнефтегаз».

II Определение работоспособности ОСОБР для обеспечения качества бурового раствора в соответствии с требованиями групповых и индивидуальных рабочих проектов на строительство скважин.

1.1 Подзадачи:

- проведение настройки параметров ОСОБР до паспортных заводских характеристик перед началом бурения каждой контрольной скважины;
- отбор проб, определение технологических параметров бурового раствора до и после каждой ступени очистки, с периодичностью согласно СТО 103 «Растворы буровые и тампонажные. Контроль параметров»;
- отбор проб БШ, образующегося в процессе строительства скважин после каждой ступени ОСОБР;
- исследование влажности, гранулометрического, литологического и минералогического состава отобранных проб БШ и твердой фазы бурового раствора (пульпы, кека) образующегося в процессе строительства скважин после каждой ступени ОСОБР с учетом режимных параметров работы породоразрушающего инструмента;
- разработка поинтервальных опорных карт по гранулометрическому и литологическому составу с целью выбора оптимальных режимов работы ОСОБР для обеспечения его эффективной работы;
- определение потенциала и целесообразности работы каждой в отдельности ступени очистки с учетом влияния на технологические параметры промывочной жидкости, подготовку БШ и БСВ к утилизации согласно требуемым критериям, влияния на общую эффективность работы ОСОБР в зависимости от интервалов бурения (свит).
- разработка типовых требований к режимам бурения скважины для обеспечения эффективной работы ОСОБР с включением их в индивидуальные рабочие проекты на бурение скважин;
- разработка расчетного модуля для проверки принятых проектных решений по режимам бурения, программы промывки скважин, настройки ОСОБР перед началом бурения скважин.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист 135
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
3

2 Место и сроки проведения работ:

Опытно-промышленные исследования проводятся в Сургутских УБР-1, 2, 3 при бурении эксплуатационных скважин с применением:
БУ-3000 ЭУК – куст №243 Западно-Сургутского месторождения;
БУ-3900 ЭК-БМ – куст №539 Яунлорского месторождения;
БУ 4000/250 ЭК-БМЧ – куст №196 Северо-Лабатьюганского месторождения;
БУ-3900/225 ЭК-БМ – куст №57 Рогожниковского месторождения.

3 Мероприятия по организации работ

3.1 Все организационные работы по выполнению программы в установленные сроки осуществляют специалисты «СургутНИПИнефть» при участии Сургутских УБР-1, 2, 3.

Работы по программе охватывают период строительства скважины от начала бурения под направление (кондуктор) до спуска эксплуатационной колонны (хвостовика).

3.2 До начала работ по отбору проб бурового раствора на куст необходимо завезти:

- пластиковые контейнеры – 30 шт;
- полиэтиленовые пакеты – 100 шт;
- пластиковые бутылки – 50 шт;
- мерный стакан объемом не менее 500 мл – 1 шт;
- стеклянный стакан объемом 50 мл – 5 шт;

рулетка, уровень механический, уровень гидравлический длиной 20 м, сантиметровая лента, транспортир.
Ответственный: «СургутНИПИнефть».

3.3 Необходимо обеспечить наличие на буровой приборов для измерения и контроля параметров бурового раствора в соответствии с требованиями СТО 103. Перечень приборов и оборудования представлен в приложении А.

Ответственные: начальник службы буровых растворов УБР.

4 Подготовительные работы

4.1 Перед началом проведения работ на скважине необходимо составить поинтервальную опорную карту с разделением каждой секции скважины (кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик) на интервалы по преимущественным размерам частиц шлама.

4.2 Для каждого выделенного интервала с использованием специализированного программного обеспечения рассчитать максимальную скорость бурения, обеспечивающую полный вынос шлама из ствола скважины с учетом размера частиц и параметров бурового раствора, максимальную скорость проходки для нескольких производительностей насосов: 56–64 л/с в интервале под кондуктор, 30–40 л/с в интервале под эксплуатационную колонну. Результаты расчетов свести в таблицу.

4.3 Для каждого выделенного интервала по п.4.1 предварительно произвести подбор сеток вибросит и угла наклона вибробрамы в рамках

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
4

заводских характеристик с учетом оснащенности буровой установки с оформлением письменных рекомендаций.

4.4 Результаты расчетов режима бурения и рекомендации по установке кассет для вибросит согласовываются с главным технологом управления по бурению и главным технологом УБР.

Ответственные по пп.4.1–4.4: «СургутНИПИнефть».

4.5 Перед началом работы произвести замер геометрических параметров желобной системы:

- линейное расстояние от устья скважины до распределительной емкости вибросит;
- перепад высот между боковым патрубком устьевого растворопровода и верхней границей распределительной емкости вибросит;
- диаметры трубопроводов, шиберов и фланцев желобной системы (при наличии в системе труб разного диаметра указать длину и диаметр каждого сегмента);
- длину плеча от тройника желобной системы до вводного патрубка каждого вибросит.

4.6 Перед началом работ провести комиссионную проверку исправности системы очистки бурового раствора и оборудования для приготовления бурового раствора с составлением сводного акта (приложение Б), фактических характеристик работы ОСБОР и их соответствие заводским требованиям. Проверить на соответствие типовой технологической схеме обязанности циркуляционной системы. По результатам проверки провести комиссионную настройку системы очистки бурового раствора и оборудования для приготовления бурового раствора до заводских характеристик.

Ответственные по пп.4.5, 4.6: специалисты ИЭВЦ, ЦБПО БНО, УБР.

5 Порядок выполнения работ

5.1 До начала бурения скважины ознакомить ИТР буровой бригады и партии ИТС с результатами расчетов режима бурения и рекомендациями по установке кассет для вибросит и угла наклона виброрама «СургутНИПИнефть».

Ответственный: главный технолог УБР.

5.2 Перед началом бурения каждого интервала установить сетки на вибросита и отрегулировать угол наклона виброрама согласно рекомендациям «СургутНИПИнефть» (п.4.3).

5.3 При бурении в каждом интервале не превышать расчетную скорость бурения по п.4.2 при максимальной производительности насосов для данного интервала.

5.4 После начала бурения интервала контролировать характер заполнения рабочей поверхности вибросит буровым раствором. Если все параметры подобраны правильно, то поверхность сеток должны быть заполнена на 75–80 %, влажность бурового шлама после первой ступени очистки должна быть не более 30 %.

Если заполнение сеток раствором составляет более 75–80 %, необходимо проверить характеристики работы вибросит (амплитуда колебаний, угол атаки). При соответствии их заводским требованиям

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						23901-ОВОС.ТЧ	Лист	
								137
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

СКВАЖИНА 13572, КУСТ 862, ФЕДОРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах Г.1, Г.2.

Таблица Г.1 – Общие сведения по скважине №13572

Назначение скважины	нагнетательная
Цель бурения	эксплуатация
Тип профиля скважины	наклонно-направленный
Глубина скважины по стволу/вертикали, м	3206,42/2900,80
Проектный эксплуатационный объект	ЮС ₂
Кровля пласта по вертикали, м	2835,80

Таблица Г.2 – Фактическая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал бурения	
		Проект	Факт
Направление	324	60	58,84
Кондуктор	245	750	789,56
Эксплуатационная колонна	146	2900,8	3193,0

2. Описание циркуляционной системы буровой установки

Циркуляционная система БУ 4000/250 ЭЧК БМ-2 оснащена оборудованием, представленным в таблице Г.3.

Таблица Г.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Кол-во, шт.
1	Буровой насос	УНБТ-1180 L1	2
2	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-150	2
3	Подпорный ШН	ШН SB6×8FJ-14T	2
4	Рабочие емкости	Объем 52 м ³	3
5	Оборудование системы очистки бурового раствора		
5.1	Вибросито	ZS/Z-2	4*
5.2	Емкость ЦСГО	Объем 40 м ³	1
5.3	Ситогидроциклонный сепаратор	QJ-2	
5.4	Шламовый насос для подачи в гидроциклон	ШН SB6×8FJ-15T	2
5.5	Гидроциклон	250×2	2
5.6	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	ШН SB6×8FJ-15T	1
5.7	Илоотделитель	100×12	2
5.8	Винтовой насос для подачи раствора в центрифугу	XG070B01JF	2
5.9	Центрифуга	LW-355	2
6	Оборудование для приготовления бурового раствора		
6.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 16 м ³	1
6.2	Шламовый насос	ШН SB6×8FJ-15T	1
6.3	Эжекторная гидроворонка		1

*три вибросита применяются в составе первой ступени очистки, одно вибросито (осушающее) в составе ситогидроциклонной установки (вторая и третья ступень очистки)

Изм. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Отличительной характеристикой данного типа буровой установки является: возможность подачи бурового раствора на 3 линейных вибростата, также в циркуляционной системе буровой установки применяется СГУ модели QJ-2, предусматривающей 12 конусов для илоотделителя.

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины, также проверено соответствие количества установленного оборудования технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям «Порядка эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора и определения ее эффективности» (далее – Порядок), замечания отсутствуют.

При работе вибростат проведена проверка соответствия амплитуды колебаний паспортным характеристикам завода-изготовителя (амплитуда колебаний составила 4,4 мм при рабочем диапазоне 4,0 - 5,6 мм), размер установленных ситовых кассет на соответствие требованиям Порядка, а также качество удаления шлама и отсутствие утечек бурового раствора в шнековый конвейер, замечания не выявлены.

При работе ситогидроциклонного сепаратора QJ-2 проведена проверка соответствия рабочего давления нагнетания жидкости паспортным характеристикам (давление составило 3,5 кгс/см² при рабочем диапазоне нагнетания 2 – 4 кгс/см²), проверка соответствия выгрузки пульпы требованиям Порядка и отсутствие утечек бурового раствора в шнековый конвейер, замечания отсутствуют.

При работе центрифуг замечания отсутствуют.

3 Режимно-технологические параметры бурения скважины

3.1 Интервал бурения под направление (0 – 59 м)

Таблица Г.4 - Режим бурения интервала под направление

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
0-69	56-64	1-14	до 7,49	до 250
Факт				
0-59	64	4-6	3	59

3.2 Интервал бурения под кондуктор (59 – 789 м)

Таблица Г.5 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
30-750	56-64	1-14	до 14,2	до 250
Факт				
59-191	64	0,2-2,2	5,0-7,6	157
191-278	64	3,5	9,6	210
278-353	64	2,7-4,0	9,5-10,2	242
353-503	64	3,4-3,6	10,3	120
503-527	64	5,7	11,4-11,7	90
527-792	64	2,9-3,4	10,2	96-116

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

3.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (789 – 3193 м)

Таблица Г.6 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, Мпа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
750-3054	28-50	2-14	до 21,37	2-250
Факт				
1056	32-34	8-11	11,2-13	240
1056-1376	31-33	6-11	8,3-13,5	170
1376-1777	31-32	4,5-11	9,0-13	148
1777-2274	31-34	6-12	12,5-17,5	102
2274-2490	33-34	2,9-8,5	13,8-18,8	90
2490-2641	32-34	3-19	13-18	70
2641-2795	32-34	7,6-19	14-18,5	84
2795-3193	32-34	7,7-11	14-19	62

Режимно-технологические параметры соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом.

4 Характеристики бурового раствора

4.1 Интервал бурения под направление

При бурении интервала под направление применялся раствор, согласно рецептуре 1.1 оставшийся после бурения предыдущей скважины под МСГРП и дообработанный в соответствии с СТО – 245.

Плотность раствора составляла 1250 кг/м³, что обусловлено рецептурным составом раствора, при бурении предыдущего интервала горизонтальной скважины под МСГРП с повышенной плотностью и вязкостью.

Таблица Г.7 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %
Проект	1100-1200	100-180	8-9	не более 12	не более 3
Факт (0-35)	1250	197	8	5,4	5
Факт (35-69)	1260	50	8	5,4	10

С учетом повторного применения бурового раствора в процессе бурения интервала с начальной высокой плотностью, необходимо учитывать данный фактор при разработке рабочего проекта.

Согласно п.5.3.1 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала 0-59 м составляет 120 м³ (объем бурового раствора, оставшийся после бурения предыдущего интервала).

Таблица Г.8 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Примечание
1	Объем бурового раствора, м ³		120	120
2	Бентопорошок	кг	2400	20
3	Гипан	кг	84	0,7

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.8

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м³	расход, кг	концентрация, кг/м³
4	КМЦ	132	1,1	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	156	1,3	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	75-100		-	
7	Сода кальцинированная	по необходимости		-	
8	Сода каустическая	по необходимости		25	0,2
9	Сода пищевая	по необходимости		-	

Согласно таблице Г.8 отмечены сниженные концентрации химических реагентов, затраченных на приготовление раствора для бурения интервала под направление, что обусловлено начальными высокими вязкостными характеристиками.

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245.

Согласно п.7.3.1 индивидуальному рабочему проекту требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет **248 м³**. Фактический объем приготовленного бурового раствора составил **224 м³**, в том числе 113 м³ с предыдущего интервала и 111 м³ вновь приготовленного раствора на пополнение рабочего объема.

Таблица Г.9 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Наименование	Плотность, кг/м³	УВ, с	pH	Ф, см³/30 мин	Содержание песка, %	ПВ, сГз	ДНС, дПа	СНС, дПа
Проект	1160-1200	35-60	7-9	не более 12	не более 3	-	50-120	30-70/ 50-200
Факт (750 м)	1200	35	8	5,8	2,5	23	87	30/180

Таблица Г.10 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м³	расход, кг	концентрация, кг/м³
1	Объем бурового раствора, м3	248		224	
2	Бентопорошок	5084	20,5	5400	24,2
3	Гипан	173,6	0,7	-	-
4	КМЦ	272,8	<1,1	80	0,36
5	Ингибитор глин БСР-С	322,4	<1,3	325	1,5
6	НТФ	75-100		112	
7	Сода кальцинированная	74,4	<0,3	-	-
8	Сода каустическая	74,4	<0,3	12,5	0,06
9	Сода пищевая	24,8	<0,1	-	-

При приготовлении бурового раствора допущено незначительное отклонение в концентрации глинопорошка ПБМБ на 0,37 % для поддержания

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

вязкостных характеристик бурового раствора и безаварийного прохождения интервала многолетнемерзлых пород. Также, следует отметить, что расход химического реагента приведен согласно таре реагента (900 кг). Таким образом, в дальнейшем, при разработке рабочего проекта расход химического реагента необходимо осуществлять с учетом весовой кратности тары во избежание нерациональных остатков.

Фактические параметры бурового раствора при бурении интервала соответствовали требуемым параметрам, указанным в рабочем проекте.

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245.

После бурения интервала под кондуктор для последующего бурения интервала под эксплуатационную колонну было оставлено 130 м³ бурового раствора (после регенерации).

Таблица Г.11 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Забой	ρ, кг/м ³	T, с	Ф, см ³ /30 мин	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Тф, %	МВТ, кг/м ³
проект 781-1332	1050-1140	18-28	-	-	-	-	7-9	<5	<28,5
1100	1090	22	7,1	-	-	-	9	-	-
проект 1332-1942	1100-1140	18-28	<10	<10	20-30	1-5/3-15	7-9	<6	<35,7
1350	1090	22	7,1	13,4	20	1/1	9	-	-
1580	1100	23	-	15,0	21	1,5/7	9	-	-
1821	1120	23	7	13,0	24	8/25	8	8	35,5
проект 1942-2054	1140-1160	20-30	<8	<15	30-40	10-20/10-30	7-9	<10	<42,8
2000	1160	26	7	14	28	10/49	7	-	-
проект 2054-3052	1140-1160	25-35	<8	<20	40-60	10-20/25-50	7-9	<10	<53,5
2450	1150	26	7	14	40	12/60	7,5	-	49,9
2600	1160	30	7	14	41	13/44	7,5	6	46,3
2900	1170	29	6,6	18	54	17/51	7	-	57
проект 3052-3206	1180-1200	28-45	<8	<22	50-80	14-25/20-70	7-9	<12	<57
3200	1190	29	7	16,5	50	16/57	7	-	57

☐ - параметр не соответствует РП

Количество химических реагентов, израсходованных для приготовления бурового раствора, представлено в таблице Г.12.

Таблица Г.12 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну (объем раствора 364 м³)

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	423		364	
2	Полиакрилат натрия	846	2,0	1078	2,9
3	Полиакриламид	423	1,0	364	1,0
4	Ксантановая смола	423	1,0	75	0,2

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

СКВАЖИНА 13623, КУСТ 1012, ФЕДОРОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах Д.1, Д.2.

Таблица Д.1 – Общие сведения по скважине №13623

Назначение скважины	нефтяная
Цель бурения	эксплуатация
Тип профиля скважины	горизонтальный
Глубина скважины по стволу/вертикали, м	3590,86/2847
Проектный эксплуатационный объект	ЮС ₂
Кровля пласта по вертикали, м	2847,7

Таблица Д.2 – Фактическая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал бурения	
		Проект	Факт
Направление	324	30	33,05
Кондуктор	245	750	758,02
Эксплуатационная колонна	168	3 172,22	3 054,44
Хвостовик	114	3590,9	-*

* На момент составления отчета о выполненных работах по мониторингу бурение под хвостовик не выполнялось

2 Описание циркуляционной системы буровой установки

Циркуляционная система БУ 3900/225 ЭК-БМ оснащена оборудованием, представленным в таблице Д.3.

Таблица Д.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Количество, шт.
1	Буровой насос	УНБТ-950А2, УНБТ-950	2
2	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-170	2
3	Подпорный ШН	ШН-150	2
4	Рабочие емкости	Объем 40 м ³	3
5	Оборудование системы очистки бурового раствора		
5.1	Вибросито	ZS/Z-2	2*
5.2	Емкость ЦСГО	Объем 20 м ³	1
5.3	Шламовый насос для подачи в гидроциклон (ГЦ)	ШН-170	2
5.4	Гидроциклон	ГЦ-400	2
5.5	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	ШН-150	1
5.6	Илоотделитель	ИГ-45	2
5.7	Центробежный насос для подачи раствора в центрифугу	СМ-80	2
5.8	Центрифуга	LW-355	2
6	Оборудование для приготовления бурового раствора		
6.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 10 м ³	1
6.2	Шламовый насос	ШН-250	1
6.3	Эжекторная гидроворонка		1

*два вибросита применяются в составе первой ступени очистки, одно вибросито (осушающее) в составе ситогидроциклонной установки (вторая и третья ступень очистки)

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Д

бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины, также проверено соответствие количества установленного оборудования технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям «Порядка эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора и определения ее эффективности» (далее – Порядок). В результате проверки выявлено, что в емкостном блоке установлены центробежные насосы СМ 80/50 для подачи бурового раствора в центрифуги, согласно технологической схеме циркуляционной системы буровой установки должны быть установлены винтовые насосы ХГ. Амплитуда колебаний вибростит соответствует паспортным характеристикам (4,4 мм).

При проверке илоотделителя ИГ-45М и пескоотделителя ГЦ-400 выявлено превышение давления нагнетания (для ИГ-45М давление составило 4 кгс/см², при рабочем диапазоне нагнетания 2,5-3,5 кгс/см²).

3 Режимно-технологические параметры бурения скважины**3.1 Интервал бурения под направление (0 – 33 м)**

Таблица Д.4 - Режим бурения интервала под направление

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
0-30	56-64	1-14	до 7,49	до 250
Факт				
0-33,05	56	6	3	150

3.2 Интервал бурения под кондуктор (33 – 758 м)

Таблица Д.5 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
30-750	56-64	1-14	до 14,2	до 250
Факт				
30-52	60	0,5	5,5	300
52-76	62	1,1	5,6	280
76-100	63	1,00	6,5	285
100-125	61	1,3	6,5	270
125-149	58	1	7	320
149-467	60-65	1-4	7-9	199-230
467-758	65	4-10,1	9,3-12,7	120-157

Режимно-технологические параметры в интервале бурения от 30 до 149 м не соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом, также высокая механическая скорость привела к обильному выносу песка на осушающих вибростит с образованием высоты слоя 36 см.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Д

3.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (758-3054 м)

Таблица Д.6 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
750-3054	28-50	2-14	21,37	20-250
Факт				
991-1015	35	2,7	8,8	130
1015-1040	35	4,2	8,7	90
1333-1382	35	9	13	150
1382-1406	34	6,4	11,3	145
1699-1724	35	6,9	13,3	111
1724-1750	35	10	13	80
2040-2064	35	9,9	17,2	70
2064-2089	35	11,5	17,1	65
2406-2431	35	11,5	17,8	46
2431-2455	35	9,7	17	44
2846-2870	34	11,6	16,4	45
2870-2895	34	9,8	15,7	36

Режимно-технологические параметры соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом.

4 Характеристики бурового раствора

4.1 Интервал бурения под направление

Для бурения под направление использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245. Фактические параметры бурового раствора при бурении интервала соответствовали требуемым параметрам, указанным в рабочем проекте.

Таблица Д.7 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %
Проект	1160-1200	100-180	8-9	не более 12	не более 3
Факт (30 м)	1160	120	8	9	2,5

Таблица Д.8 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	120		110	
2	Бентопорошок	2400	20	2700	24,5
3	Гипан	84	0,7	-	-
4	КМЦ	132	<1,1	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	156	<1,3	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	75-100		-	
7	Сода кальцинированная	по необходимости		по необходимости	
8	Сода каустическая	по необходимости		-	-
9	Сода пищевая	по необходимости		по необходимости	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Д

Увеличение концентрации глинопорошка ПБМБ обусловлено необходимостью достижения требуемых реологических параметров согласно рабочему проекту на 0,45 %. Также, следует отметить, что расход химического реагента приведен согласно таре реагента (900 кг). Таким образом, в дальнейшем, при разработке рабочего проекта расход химического реагента необходимо осуществлять с учетом весовой кратности тары.

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245, оставшийся после бурения интервала под направление (96 м³)

Таблица Д.9 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	ДНС, дПа	СНС, дПа
Проект 30-190	1160-1200	100-180	7-9	не более 12	не более 3	-	-
Факт	1180	120	8	7,6	-		
Проект 190-350	1160-1200	120-180	7-9	не более 12	не более 10	-	-
Факт	1180	120	8	7,4	-		
Проект 350-750	1160-1200	35-60	7-9	не более 12	не более 3	50-120	30-70/ 50-200
Факт	1200	53	8	6,5	1,5	86	43/63

Таблица Д.10 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	217		188	
2	Бентопорошок	4340	20	2200	11,7
3	Гипан	152	0,7	-	-
4	КМЦ	239	<1,1	50	0,26
5	Ингибитор глин БСР-С	282	<1,3	450	2,4
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	75-100		-	
7	Сода кальцинированная	65,1	<0,3	-	0
8	Сода каустическая	65,1	<0,3	37	0,19
9	Сода пищевая	21,7	<0,1	-	0

В процессе бурения интервала глинистых отложений зафиксирована интенсивная наработка раствора, в связи с чем потребовалась обработка реагентом БСР-С с превышением концентрации (концентрация согласно РП – 1,3 кг/м³, концентрация фактическая – 2,4 кг/м³).

В случае возникновения интенсивной наработки бурового раствора, в дальнейшем, рекомендуется дополнительно задействовать III ступень очистки (илоотделитель) в интервале бурения от 400 до 750 м.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Д

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245. Объем бурового раствора, оставшийся после бурения предыдущего интервала, составил 76 м³.

Таблица Д.11 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Забой	ρ, кг/м ³	T, с	Ф, см ³ /30 мин	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	МВТ, кг/м ³
750-1253	1100-1400	16-22	-				7-9	<28,5
факт	1100	21					8	28,5
1253-1800	1100-1140	18-28	<10	<10	20-30	1-5/3-15	7-9	<35,7
факт	1100	23	6,8	10	19	3/15	8	28,5
1800-1902	1140-1160	20-30	<8	<15	30-40	3-15/10-30	7-9	<42,8
факт	1120	24	6,8	10	25	5/15	8	28,5
1902-2334	1160-1180	25-35	<8	<15	30-50	10-20/20-40	7-9	<42,8
факт	1120	24	6,8	10	25	5-15	8	28,5
2334-2881	1180-1200	25-35	<7,5	<20	40-60	10-20/20-50	7-9	<53,5
факт	1180	28	6,8	15	49	10/48	8	49,9
2881-3054	1200-1250	30-45	<7	<25	50-90	14-25/35-70	7-9	<57
факт	1240	31	6,8	18	50	14/50	8	49,9

Таблица Д.12 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	405,82		275	
2	Полиакрилат натрия	812	2,0	640	2,32
3	Полиакриламид	406	1,0	275	1,0
4	Ксантиновая смола	406	1,0	275	1,0
5	Смазывающая добавка	По необходимости		3 885	1,413
6	Карбонат кальция средней фракции и крупной фракции	Расчетное количество (концентрация не менее 50 кг/м ³)		55 000	20
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
7	БСР-С	По необходимости		-	-
8	НТФ	100	0,25	-	-
9	Сода каустическая	50	0,13	13	0,05
10	Сода кальцинированная	75	0,18	25	0,09
11	Сода пищевая	100	0,25	37	0,13
12	Бактерицид	60	0,15	-	-
13	Пеногаситель	60	0,15	-	-
14	Полианионная целлюлоза НВ	350	0,9	-	-

В процессе бурения интервала отсутствовали осложнения в регулировании технологических параметров бурового раствора, также не отмечалось нарушения рецептурного состава. При приготовлении бурового раствора завышена концентрация полиакрилата натрия на 0,03 % для обеспечения фильтрационных характеристик.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

СКВАЖИНА 3443, КУСТ 125БИС, ВАЧИМСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах Е.1, Е.2.

Таблица Е.1 – Общие сведения по скважине №3443

Назначение скважины	добывающая
Цель бурения	эксплуатация
Тип профиля скважины	наклонно-направленный
Глубина скважины по стволу/вертикали, м	2314,04/2082,0
Проектный эксплуатационный объект	АС _{в.г}
Кровля пласта по вертикали, м	2037,0

Таблица Е.2 – Фактическая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал бурения	
		Проект	Факт
Направление	324	50	33,05
Кондуктор	245	770,21	778
Эксплуатационная колонна	168	2314,04	2304,27

2. Описание циркуляционной системы буровой установки

Циркуляционная система БУ 3200 ЭУК-2М оснащена оборудованием, представленным в таблице Е.3.

Таблица Е.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Кол-во, шт.
1	Буровой насос	УНБ-600	2
2	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-170	2
3	Подпорный ШН	ШН-240	2
4	Рабочие емкости	Объем 40 м ³	3
5	Оборудование системы очистки бурового раствора		
5.1	Вибросито	ZS/Z-2, ZS/Z-4	2
5.2	Емкость ЦСГО	Объем 10 м ³	1
5.3	Шламовый насос для подачи в гидроциклон (ГЦ)	ШН-170	2
5.4	Гидроциклон	ГЦ-400	2
5.5	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	ШН-150	1
5.6	Илоотделитель	ИГ-45	2
5.7	Центробежный насос для подачи раствора в центрифугу	СМ-80	2
5.8	Центрифуга	LW-355	1
6	Оборудование для приготовления бурового раствора		
6.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 8 м ³	1
6.2	Шламовый насос	ШН-250	1
6.3	Эжекторная гидроворонка		1

Отличительной характеристикой циркуляционной системы на данной буровой установке является: возможность подачи бурового раствора на 2 линейных вибросита, а также двухуровневая конструкция осушающего вибросита ZS/Z-4.

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины,

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е

также проверено соответствие количества установленного оборудования технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям Порядка, замечания отсутствуют.

При работе вибросит проведена проверка соответствия амплитуды колебаний паспортным характеристикам завода-изготовителя (амплитуда колебаний составила 4,4 мм при рабочем диапазоне 4,0 - 5,6 мм), размер установленных ситовых кассет на соответствие требованиям Порядка, а также качество удаления шлама и отсутствие утечек бурового раствора в шнековый конвейер, замечания отсутствуют.

При работе илоотделителя ИГ-45 и гидроциклона ГЦ-400 проведена проверка соответствия рабочего давления нагнетания жидкости паспортным характеристикам (давление ИГ-45 составило 3,1 кгс/см² при рабочем диапазоне нагнетания 2,5 – 3,5 кгс/см², давление ГЦ-400 составило 4,3 кгс/см² при рабочем диапазоне нагнетания 4–5 кгс/см²). Замечания отсутствуют.

При работе центрифуг замечаний не зафиксировано.

3. Режимно-технологические параметры бурения скважины

3.1 Интервал бурения под кондуктор (56 – 778 м)

Таблица Е.4 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
56-200	56-64	2-12	до 21,4	до 350
Факт				
56-200	60	0,44	6,45	190
Проект				
200-750	56-64	2-12	до 21,4	до 300
Факт				
200-400	62	1,96	8,73	97,6
400-778	64	1,4	9,02	121,8

Режимно-технологические параметры соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом.

3.2 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (778 – 2304 м)

Таблица Е.5 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
778-2570	28-42	2-10	до 21,4	до 200
Факт				
778-1000	28	5,3	8,69	138
1000-1300	29	5,6	10	209,4
1300-1700	30	6,3	11,53	146
1700-2500	31	5,86	12,59	102
2050-2304	30	7,15	13,64	111

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е

В процессе бурения интервала 1000-1300 м отмечено незначительное превышение механической скорости бурения до 209,4 м/ч.

4 Характеристики бурового раствора
4.1 Интервал бурения по направлению

При бурении интервала под направление применялся раствор, согласно рецептуре 1.1 оставшийся после бурения предыдущей скважины и дообработанный в соответствии с СТО – 245.

Таблица Е.6 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %
Проект	1140-1200	100-150	8-9	не более 12	не более 3
Факт (0-56)	1160	150	9	8	1,5

Согласно п.5.3.2 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала 0-56 м составляет **101 м³** (объем бурового раствора, оставшийся после бурения предыдущего интервала).

Таблица Е.7 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	101		95	
2	Бентопорошок	6087	60	3600	37,9
3	Гипан	51	0,5	-	-
4	КМЦ	81	0,8	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	122	1,2	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	Сода кальцинированная	20	0,2	-	-
7	Сода каустическая	30	0,3	25	0,26
8	Сода пищевая	10	0,1	-	-

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245. Согласно п.7.3.1 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет **201,83 м³**. Фактически, при бурении интервала под кондуктор затрачено **200 м³** бурового раствора.

Таблица Е.8 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	СНС, дПа
Проект (50-200)	1140-1220	100-150	8-9	не более 12	не более 3	-
Факт (167 м)	1180	150	8	8,5	1,75	-
Проект (200-401)	1140-1220	120-180	8-9	не более 12	не более 3	-
Факт (373 м)	1180	150	8	8,5	2,5	-
Проект	1140-1220	40-80	8-9	не более 12	не более 3	30-70/ 75-250
Факт (750 м)	1135	45	8	8	1,8	46/94

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист 154

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Таблица Е.9 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	201,83		200	
2	Бентопорошок	12110	<60	11700	58,5
3	Гипан	101	<0,5	-	-
4	КМЦ	161	<0,8	220	1,1
5	Ингибитор глин БСР С	242	<1,2		
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	по необходимости		50	0,25
7	Сода кальцинированная	40	<0,2		
8	Сода каустическая	61	<0,3	25	0,13
9	Сода пищевая	20	<0,1		

При приготовлении бурового раствора завышена концентрация реагента КМЦ с целью поддержания требуемых вязкостных и фильтрационных характеристик для безаварийного прохождения интервала многолетнемерзлых пород.

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245. Перед началом бурения интервала была произведена регенерация бурового раствора, оставшегося после бурения интервала под кондуктор. В процессе проведения регенерации было затрачено 50 кг НТФ, объем технической воды для разбавления составил 25 м³.

Согласно п.9.3.1 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет 323,8 м³.

Фактически, при бурении интервала под эксплуатационную колонну затрачено 323 м³ бурового раствора.

Таблица Е.10 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Забой	ρ, кг/м ³	T, с	Ф, см ³ /30 мин	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Tф, %	МВТ, кг/м ³
проект 778-1618	1030-1100	18-25	8-10	12	20-45	5-10/5-20	7-9	<8	<45
1100	1070	24	8,0	11	25	6/6	8	5	42,8
проект 1618-2008	1100-1120	20-30	8	15	20-30	5-20/10-30	7-9	<9	<55
1750	1082	25	7,9	10	20	5/15	8	7	42,8
проект 2008-2128	1120-1140	25-35	7	17	30-40	10-30/20-50	7-9	<9	<60
2000	1178	26	6,8	10	25	5/15	8	7	42,8
проект 2128-2314	1140	28-40	7	<20	40-60	10-30/20-60	7-9	<10	<60
2300	1207	29	6,8	15	30	14/36	8	7	53,5
☐ - параметр не соответствует РП									

По результатам замера технологических параметров отмечаются сниженные показатели ДНС и СНС, что обусловлено типом

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Е

структурообразующих реагентов в рецептуре на основе акриловых полимеров.

Таблица Е.11 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	323,8		323	
2	Полиакрилат натрия	576	<1,8	625	1,93
3	Полиакриламид	259	<0,8	212	0,66
4	Ксантановая смола	259	<0,8	75	0,23
5	Смазывающая добавка	810	<2,5	740	2,3
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	БСР-С	97	<0,3	50	0,15
7	Сода кальцинированная	65	<0,2		
8	Сода каустическая	32	<0,1		
9	Сода пищевая	65	<0,2	25	0,08
10	Бактерицид	32	<0,1		
11	Пеногаситель	32	<0,1		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					23901-ОВОС.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

СКВАЖИНА 4326, КУСТ 243, ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах Ж.1, Ж.2.

Таблица Ж.1 – Общие сведения по скважине №4326

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Назначение скважины	нагнетательная
2	Цель бурения	эксплуатация
3	Тип профиля скважины	наклонно-направленный
4	Глубина скважины по стволу/вертикали, м	2889 / 2773
5	Проектный эксплуатационный объект	ЮС ₂
6	Кровля пласта по вертикали, м	2723

Таблица Ж.2 – Фактическая конструкция скважины

№ п/п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска, м	
			проект	факт
1	Направление	324	30	42,69
2	Кондуктор	245	768	778,03
3	Эксплуатационная колонна	146	2889	2884,05

2. Описание циркуляционной системы

Циркуляционная система БУ-3000 ЭУК-1М оснащена оборудованием, представленным в таблице Ж.3.

Таблица Ж.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Количество, шт.
1	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-170	2
2	Подпорный ШН	ШН-150	2
3	Рабочие емкости	Объем 40 м ³	3
4	Оборудование системы очистки бурового раствора (ОСОБР)		
4.1	Вибросито	ZS/Z-2	1
4.2	Вибросито	ZS/Z-4	1*
4.3	Емкость ЦСГО	Объем 20 м ³	1
4.4	Шламовый насос для подачи в гидроциклон (ГЦ)	ШН-170	2
4.5	Гидроциклон	ГЦ-400	2
4.6	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	ШН-150	1
4.7	Илоотделитель	ИГ-45	6
4.8	Винтовой насос для подачи раствора в центрифугу	P-101	2
4.9	Центрифуга	LW-355	2
5	Оборудование для приготовления бурового раствора		
5.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 10 м ³	1
5.2	Шламовый насос	ШН-250	1
5.3	Эжекторная гидворонка		1

*двухуровневые вибросита применяются в составе первой ступени очистки, одно вибросито (осушающее) в составе ситогидроциклонной установки (вторая и третья ступень очистки)

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины, также проверено соответствие количества установленного оборудования

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям Порядка, замечания отсутствуют.

При работе вибросит проведена проверка соответствия амплитуды колебаний паспортным характеристикам завода-изготовителя (амплитуда колебаний составила 4,5 мм при рабочем диапазоне 4,0 - 5,6 мм), размер установленных ситовых кассет на соответствие требованиям Порядка, а также качество удаления шлама и отсутствие утечек бурового раствора в шнековый конвейер, замечания отсутствуют.

При работе илоотделителя ИГ-45 и гидроциклона ГЦ-400 проведена проверка соответствия рабочего давления нагнетания жидкости паспортным характеристикам (давление ИГ-45 составило 3 кгс/см² при рабочем диапазоне нагнетания 2,5 – 3,5 кгс/см², давление ГЦ-400 составило 4,4 кгс/см² при рабочем диапазоне нагнетания 4–5 кгс/см²). Проверка соответствия выгрузки пульпы требованиям Порядка и отсутствие утечек бурового раствора в сливной желоб, замечания отсутствуют.

При работе центрифуг замечания отсутствуют.

3 Режимно-технологические параметры бурения скважины

3.1 Интервал бурения под кондуктор (42 – 778 м)

Таблица Ж.4 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
30-768	56-64	2-10	до 21,43	до 250
Факт				
200-250	64	9,8	12,5	334
400-450	64	8,4	11,6	200
700-750	64	11	13,3	191

В процессе бурения интервала 200-250 м отмечено превышение допустимой механической скорости бурения до 334 м/ч, что привело к зашламлению желобной системы. Непроизводительное время составило 2 ч.

3.2 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (778 – 2884)

Таблица Ж.5 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, Мпа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
750-3054	28-50	2-14	до 21,37	2-250
Факт (разбивка по интервалам, где производился отбор проб шлама, пульпы, кека)				
1056	32-34	8-11	11,2-13	360
1056-1376	31-33	6-11	8,3-13,5	260
1376-1777	31-32	4,5-11	9,0-13	220
1777-2274	31-34	6-12	12,5-17,5	103
2274-2490	33-34	2,9-8,5	13,8-18,8	82
2490-2641	32-34	3-19	13-18	45
2641-2795	32-34	7,6-19	14-18,5	49
2795-3193	32-34	7,7-11	14-19	48

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

В процессе бурения интервала 1056-1376 м отмечено превышение допустимой механической скорости бурения до 360 м/ч.

4 Характеристики бурового раствора**4.1 Интервал бурения по направлению**

При бурении интервала под направление применялся раствор, согласно рецептуре 1.1 оставшийся после бурения предыдущей скважины и дообработанный в соответствии с СТО – 245.

Таблица Ж.6 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %
Проект	1140-1180	100-180	8-9	не более 12	не более 3
Факт (0-43)	1180	180	8	7	0,5

Согласно п.5.3.2 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала 0-43 м составляет 97 м³ (объем бурового раствора, оставшийся после бурения предыдущего интервала).

Таблица Ж.7 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	97		120	
2	Бентопорошок	1940	20	1800	15
3	Гипан	49	0,5	-	-
4	КМЦ	78	0,8	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	126	1,3	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	10	0,1	-	
6	Сода кальцинированная	19	0,2	-	
7	Сода каустическая	29	0,3	13	0,1
8	Сода пищевая	10	0,1	-	

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245.

Таблица Ж.8 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа
Проект	1160-1200	80-100	8-9	не более 12	не более 3	-	50-70	50-70/ 75-105
Факт (750 м)	1190	48	8	8	1	-	80,64	32/129

Таблица Ж.9 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	227,33		202	
2	Бентопорошок	4540	20	2700	13,37

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Продолжение таблицы Ж.9

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
3	Гипан	114	0,5	Не применялся	
4	КМЦ	182	0,8	160	0,79
5	Ингибитор глин БСР С	295	1,3	246	1,22
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	Сода кальцинированная	45	0,2	Не применялся	
7	Сода каустическая	68	0,3	12	0,06
8	Сода пищевая	23	0,1	Не применялся	

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245.

Фактические параметры бурового раствора при бурении интервала соответствовали требуемым параметрам, указанным в рабочем проекте.

Таблица Ж.10 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Забой	ρ , кг/м ³	T, c	Φ , см ³ /30 мин	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Tф, %	МВТ, кг/м ³
проект 768-1234	1020-1100	16-22	<12	-	-	-	7-9	-	-
1000	1080	22	10	-	-	-	8	-	-
проект 1234-1985	1100-1140	22-25	<12	<15	>20	1-10 / 3-20	8-9,5	<12	<60
1350	1140	25	8	9	20	3/3	8	7	31
1720	1130	25	8	10	29	5/27	8	6	32,1
проект 1985-2389	1100-1140	25-35	<8	<20	>35	5-30 / 10-50	8-9,5	<12	<60
2050	1140	28	7,8	14	59	14/47	8	7	32,3
проект 2389-2739	1100-1140	28-40	<8	<25	>35	15-40 / 25-70	8-9,5	<12	<60
2400	1140	28	7,7	13	67	15/49	8	7	32,3
проект 2739-2889	1180-1200	30-40	<7,5	<25	>45	15-40 / 25-70	8-9,5	<12	<60
2850	1190	31	7,5	20	58	15/67	8	9	41

Таблица Ж.11 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	409,35		313	
2	Полиакрилат натрия	859	2,1	618,04	1,97
3	Полиакриламид	409	1	270,5	0,86
4	Ксантиновая смола	327	0,8	75	0,24
5	Смазывающая добавка	1023	2,5	770	2,46

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Ж

Продолжение таблицы Ж.11

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м³	расход, кг	концентрация, кг/м³
6	Карбонат кальция средней фракции и крупной фракции	12000	Поддержание плотности	12000	38,34
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
7	БСР-С	123	0,3	87	0,28
8	Сода каустическая	41	0,1	Не применялся	
9	Сода кальцинированная	82	0,2		
10	Бентонитовый порошок	1023	2,5		
11	Бактерицид	41	0,1		
12	Пеногаситель	41	0,1		
13	Целлюлоза полианионная	286	0,7		

В процессе бурения интервала отсутствовали осложнения в регулировании технологических параметров бурового раствора, также не отмечалось нарушения рецептурного состава.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

ПРИЛОЖЕНИЕ И

СКВАЖИНА 7033, КУСТ 196, СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах И.1, И.2.

Таблица И.1 – Общие сведения по скважине №7033

Назначение скважины	добывающая
Цель бурения	эксплуатация
Тип профиля скважины	наклонно-направленный
Глубина скважины по стволу/вертикали, м	2972/2800
Проектный эксплуатационный объект	АС10/1+АС11
Кровля пласта по вертикали, м	2501

Таблица И.2 – Фактическая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал бурения	
		Проект	Факт
Направление	324	50	62,97
Кондуктор	245	781	788,1
Эксплуатационная колонна	146	2966	2972,18

2. Описание циркуляционной системы буровой установки

Циркуляционная система БУ 4000/250 ЭЧК БМ-2 оснащена оборудованием, представленным в таблице И.3.

Таблица И.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Кол-во, шт.
1	Буровой насос	УНБТ-1180 L1	2
2	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-150	2
3	Подпорный ШН	ШН SB6×8FJ-14T	2
4	Рабочие емкости	Объем 52 м ³	3
5	Оборудование системы очистки бурового раствора		
5.1	Вибросито	ZS/Z-2	4*
5.2	Емкость ЦСГО	Объем 40 м ³	1
5.3	Ситогидроциклонный сепаратор	QJ-2	
5.4	Шламовый насос для подачи в гидроциклон	ШН SB6×8FJ-15T	2
5.5	Гидроциклон	250×2	2
5.6	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	ШН SB6×8FJ-15T	1
5.7	Илоотделитель	100×12	2
5.8	Винтовой насос для подачи раствора в центрифугу	XG070B01JF	2
5.9	Центрифуга	LW-355	2
6	Оборудование для приготовления бурового раствора		
6.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 16 м ³	1
6.2	Шламовый насос	ШН SB6×8FJ-15T	1
6.3	Эжекторная гидроворонка		1

*три вибросита применяются в составе первой ступени очистки, одно вибросито (осушающее) в составе ситогидроциклонной установки (вторая и третья ступень очистки)

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ И

Отличительной характеристикой данного типа буровой установки является: возможность подачи бурового раствора на 3 линейных вибростата, также в циркуляционной системе буровой установки применяется СГУ модели QJ-2, предусматривающей 12 конусов для илоотделителя.

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины, также проверено соответствие количества установленного оборудования технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям «Порядка эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора и определения ее эффективности» (далее – Порядок), замечания отсутствуют.

При работе вибростат отмечается отсутствие горизонтальности полиуретановых прокладок сеток, что приводит к появлению зазоров между сеткой и виброрамой, отсутствию фиксации и повышенному износу сеток. Амплитуда вибраций – вибростат (зав.№136) - 4,2 мм, вибростат (зав.№073) – 4,2 мм, вибростат (зав.№132) – 5,0 мм. Также на вибростате (зав.№136) отсутствует герметичность заслонки приемного короба. Отсутствуют фартуки на подвижных деках вибростат (зав.№073, 136).

При работе ситогидроциклонного сепаратора замечаний не выявлено,
При работе центрифуг замечания отсутствуют.

3 Режимно-технологические параметры бурения скважины

3.1 Интервал бурения под направление (0 – 63 м)

Таблица И.4 - Режим бурения интервала под направление

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
0-50	56-64	2-12	до 21,43	до 350
Факт				
0-63	59-64	0,3-4,8	3,6	87

3.2 Интервал бурения под кондуктор (63 – 789 м)

Таблица И.5 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
50-200	56-64	2-12	до 21,43	до 350
200-781	56-64	2-12	21,43	300
Факт				
63-200	67	0,13-10,3	0,1-7,5	195
200-250	53-63	0,2-2,2	5,0-7,6	81,3
250-400	54	0,1-5	0,2-10,7	92,5
400-450	57-60	30,1-10,2	0,2-10,8	60,1
450-700	63,3	0,2-6,1	0,5-11,2	66,2
700-750	63,7	0,2-4,9	0,2-12	95

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	
						163	

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ И

3.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (788 – 2972,2 м)

Таблица И.6 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
781-2966	28-42	2-10	до 21,43	20-200
Факт				
788-1000	31-32	1,1-8,5	7,3-10,3	127,3
1000-1050	32-34	1,6-13	8,2-11,1	121,3
1050-1350	32-34	2,7-13,6	8,2-13,7	122,2
1350-1400	34-36	2-13	11-13,4	125,1
1400-1700	34-36	4,2-12	11,6-16,8	133,6
1700-1750	32	5-9,4	16,4-17	83,2
1750-2050	32-34	2,1-11,6	15-18,8	74,7
2050-2100	33-35	2,7-12,2	13,3-18,4	72,4
2100-2400	32-35	2,9-12,3	15,5-19,8	50,1
2400-2450	31-32	4,8-8,2	16,2-19,7	43,1
2450-2900	31-32	2,2-6,7	16,4-22,5	30,4
2900-2972	31	4,5-7,7	13,4-20,7	30,9

Режимно-технологические параметры соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом.

4 Характеристики бурового раствора

4.1 Интервал бурения под направление

При бурении интервала под направление применялся раствор, согласно рецептуре 1.1 оставшийся после бурения предыдущей скважины под МСГРП и дообработанный в соответствии с СТО – 245.

Плотность раствора составляла 1320 кг/м^3 , что обусловлено рецептурным составом раствора, при бурении предыдущего интервала горизонтальной скважины под МСГРП с повышенной плотностью и вязкостью.

Таблица И.7 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м^3	УВ, с	pH	Ф, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	Содержание песка, %
Проект	1140-1220	100-150	8-9	не более 12	не более 3
Факт (0-63)	1320	240	8	8,0	5

С учетом повторного применения бурового раствора в процессе бурения интервала с начальной высокой плотностью, необходимо учитывать данный фактор при разработке рабочего проекта.

Согласно п.5.3.1 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет $97,71 \text{ м}^3$.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ И

Таблица И.8 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

		Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг
1	Объем бурового раствора, м ³	97,7		156	
2	Бентопорошок	3 240	35,0	2 700	17,3
3	Гипан	49	0,5	-	-
4	КМЦ	78	0,8	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	117	1,2	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	по необходимости		-	
7	Сода кальцинированная	20	0,2	-	
8	Сода каустическая	29	0,3	12	0,08
9	Сода пищевая	10	0,1	-	

Согласно таблице И.8 отмечены сниженные концентрации химических реагентов, затраченных на приготовление раствора для бурения интервала под направление, что обусловлено начальными высокими вязкостными характеристиками. Превышение объема бурового раствора обусловлено исходным объемом, оставленным после бурения предыдущего интервала и не связан с несоблюдением требований проектной документации.

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245.

Согласно п.7.3.1 индивидуальному рабочему проекту требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет **220,5 м³**. Фактический объем приготовленного бурового раствора составил **148,65 м³**, в том числе 139,75 м³ с предыдущего интервала и 8,9 м³ вновь приготовленного раствора на пополнение рабочего объема.

Таблица И.9 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа
Проект (50-201 м)	1140-1220	100-150	8-9	не более 12	не более 3	-	-	-
Факт (176 м)	1220	120	9	8	-	-	-	-
Проект (201-402 м)	1140-1220	120-180	8-9	не более 12	не более 3	-	-	-
Факт (400 м)	1220	180	9	10	-	-	-	-
Проект (402-781 м)	1140-1220	60-80	8-9	не более 12	не более 3	-	-	30-70/75-250
Факт (770 м)	1200	35	8	8	5	-	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ И

Таблица И.10 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	220,5		149	
2	Бентопорошок	7718	35	3600	24,16
3	Гипан	110	0,5	-	-
4	КМЦ	176	0,8	80	0,54
5	Ингибитор глин БСР-С	265	1,2	50	0,3
6	НТФ	по необходимости		50	0,3
7	Сода кальцинированная	44	0,2	-	-
8	Сода каустическая	66	0,3	13	0,09
9	Сода пищевая	22	0,1	-	-
10	Гипс	-	-	150	1,0


При приготовлении бурового раствора соблюдена концентрация всех вводимых реагентов. Фактические параметры бурового раствора при бурении интервала соответствовали требуемым параметрам, указанным в рабочем проекте.

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245.

Таблица И.11 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Забой	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 мин	ПВ, сПа	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Tф, %	МВТ, кг/м ³
проект 781-1636	1030-1100	18-25	8-10	≤12	20-45	5-10/ 5-20	7-9	≤8	≤45
факт (1050 м)	1160	19	8,8	7	22	5/5	8	5	36
факт (1400 м)	1090	21	8,3	9	27	5/7	8	-	-
проект 1636-2114	1100-1120	20-30	8	15	35-60	5-20/ 10-30	7-9	9	55
факт (1750 м)	1120	22	7,1	12	43	7/15	8	7	46,3
факт (2100 м)	1130	22	6,9	14	46	7/15	8	-	-
проект 2114-2466	1120-1140	20-30	7	17	40-60	10-30/ 20-50	7-9	9	60
факт (2450 м)	1140	29	6,9	17	52	11/43	8	-	60
проект 2466-2966	1140	28-40	7	20	40-70	10-30/ 40-70	7-9	10	60
факт (2930 м)	1140	31	7	19	43	10/21	7	-	-

 - параметр не соответствует РП

Количество химических реагентов, израсходованных для приготовления бурового раствора, представлено в таблице Б.12.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ И

Таблица И.12 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну (объем раствора 364 м³)

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	399,36		364	
2	Полиакрилат натрия	719	1,8	640	1,76
3	Полиакриламид	319	0,8	200	0,55
4	Ксантановый биополимер	319	0,8	100	0,27
5	Целлюлоза полианионная	280	0,7	-	-
6	Смазывающая добавка	998	2,5	975	2,69
7	Сода кальцинированная	80	0,2	25	0,07
8	Сода пищевая	80	0,2	25	0,07
9	Сода каустическая	40	0,1		
10	БСР-С	120	0,3	75	0,21
11	Бактерицид	40	0,1	-	-
12	Пеногаситель	40	0,1	-	-
13	Карбонат кальция КС-10, КС-40	расчетное количество		-	-
14	Концентрат баритовый	расчетное количество		-	-

В процессе бурения интервала отмечено снижение реологических параметров бурового раствора (статического напряжения сдвига): в интервале бурения фактические значения составляли 5/5-5/7 дПа при проектном значении 5-10/5-20 дПа. Основной причиной несоответствия параметров бурового раствора, явилось несоблюдение концентрации ксантанового биополимера при приготовлении бурового раствора.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	Лист
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

ПРИЛОЖЕНИЕ К
СКВАЖИНА 4327, КУСТ 243, ЗАПАДНО-СУРГУТСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ

1. Общие сведения

Общие сведения о скважине представлены в таблицах К.1, К.2.

Таблица К.1 – Общие сведения по скважине №4327

Назначение скважины	добывающая
Цель бурения	эксплуатация
Тип профиля скважины	наклонно-направленный
Глубина скважины по стволу/вертикали, м	2725/2658
Проектный эксплуатационный объект	ЮС2
Кровля пласта по вертикали, м	2675

Таблица К.2 – Фактическая конструкция скважин

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал бурения	
		Проект	Факт
Направление	324	30	42,1
Кондуктор	245	757	766,1
Эксплуатационная колонна	168	2822	2814,7

2. Описание циркуляционной системы буровой установки

Циркуляционная система БУ 3000 ЭУК-1М оснащена оборудованием, представленным в таблице К.3.

Таблица К.3 – Перечень основного оборудования циркуляционной системы

№ п/п	Наименование	Модель	Кол-во, шт.
1	Буровой насос	УНБ-600	2
2	Вертикальный шламовый насос для подачи раствора с устья скважины	ВШН-150	2
3	Подпорный ШН	ШН-170	2
4	Рабочие емкости	Объем 40 м ³	3
5	Оборудование системы очистки бурового раствора		
5.1	Вибросито №1	ZS/Z-2	1
5.2	Вибросито №2	ZS/Z-4	1
5.3	Емкость ЦСГО	Объем 40 м ³	1
5.4	Шламовый насос для подачи в гидроциклон	ШН-170	2
5.5	Гидроциклон	ГЦ-400	2
5.6	Шламовый насос для подачи в илоотделитель	6Ш8-2	1
5.7	Илоотделитель	ИГ-45	6
5.8	Винтовой насос для подачи раствора в центрифугу	XG-070B01JF	2
5.9	Центрифуга	LW-355	2
6	Оборудование для приготовления бурового раствора		
6.1	Емкость для приготовления раствора	Объем 8 м ³	1
6.2	Шламовый насос	6Ш8	1
6.3	Эжекторная гидворонка		1

*три вибросита применяются в составе первой ступени очистки, одно вибросито (осушающее) в составе ситогидроциклонной установки (вторая и третья ступень очистки)

Результат проверки работоспособности оборудования:

Проведена проверка работоспособности оборудования системы очистки

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К

бурового раствора (далее – ОСОБР) на всех этапах строительства скважины, также проверено соответствие количества установленного оборудования технологической схеме циркуляционной системы буровой установки требованиям «Порядка эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора и определения ее эффективности» (далее – Порядок).

По результату проверки выявлены следующие замечания:

- Вибросито ZS/Z2 – амплитуда колебания 4 мм, угол 50⁰. Вибросито ZS/Z4 (зав.№16015) – амплитуда колебания 4 мм, угол 50⁰.

- На винтовом насосе XG-070 (зав.№200910105) отсутствует крышка редуктора.

- Центрифуги LW 355 (зав.№13095) не промыты, забиты раствором.

- На илоотделителе ИГ-45 (зав.№71) не исправен клапанно-рычажный механизм.

3 Режимно-технологические параметры бурения скважины**3.1 Интервал бурения под направление (0 – 42 м)**

Таблица К.4 - Режим бурения интервала под направление

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
0-30	56-64	2-12	до 21,43	до 250
Факт				
0-42,1	64	5	7,4	62,6

3.2 Интервал бурения под кондуктор (42 – 766 м)

Таблица К.5 – Режим бурения интервала под кондуктор

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, МПа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
30-300	56-64	2-10	до 21,43	не более 300
Факт				
42-200	64	5,9	16,0	356,7
200-250	64	4,6	14,5	178,7
250-400	64	6,6	13,5	191,5
300-757	56-64	2-10	до 21,43	не более 250
400-450	64	7,3	13,6	183,4
450-700	64	9,7	12,9	93,7
700-766	64	9,8	14,7	89

При бурении интервала под кондуктор выявлено превышение механической скорости бурения, согласно п.4 индивидуального рабочего проекта требуемая скорость должна составлять не более 300 м/ч, фактическая средняя механическая скорость при забое 42-200 м составляет 356,7 м/ч.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ	

**ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К
3.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну (766 – 2814 м)**

Таблица К.6 – Режим бурения интервала под эксплуатационную колонну

Интервал бурения, м	Режим бурения			
	производительность насосов, л/с	осевая нагрузка на долото, т	давление на манифольде, Мпа	механическая скорость бурения, м/ч
Проект				
750-2822	28-36	2-12	до 21,43	250
Факт				
766-1050	32	1,6-13,3	7,0-12,6	136,6
1050-1350	32	7,0-13,6	7,4-13,4	168,4
1350-1700	32	4,7-12,2	9,5-15,6	137,9
1700-2100	32	9,8-13,6	10,5-13,5	77,5
2100-2450	32	8,4-12,7	12,6-17,1	49,6
2450-2814	32	5,9-11,9	14-19,2	46,9

Режимно-технологические параметры соответствуют параметрам, регламентируемым рабочим проектом.

4 Характеристики бурового раствора

4.1 Интервал бурения под направление

При бурении интервала под направление применялся раствор, согласно рецептуре 1.1 оставшийся после бурения предыдущей скважины и дообработанный в соответствии с СТО – 245.

Плотность раствора составляла 1180 кг/м³, что обусловлено рецептурным составом раствора, при бурении предыдущего интервала наклонно-направленной скважины.

Таблица К.7 – Проектные и фактические параметры бурового раствора

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %
Проект	1140-1180	100-180	8-9	не более 12	не более 3
Факт (0-35)	1180	162	8,5	7,0	0,5
Факт (35-42)	1180	162	8,5	7,0	0,5

С учетом повторного применения бурового раствора в процессе бурения интервала с начальной высокой плотностью, необходимо учитывать данный фактор при разработке рабочего проекта.

Согласно п.5.3.1 индивидуального рабочего проекта требуемый объем бурового раствора для бурения интервала 0-42 м составляет 97 м³ (объем бурового раствора, оставшийся после бурения предыдущего интервала).

Таблица К.8 – Расход химических реагентов для бурения интервала под направление

№	Наименование	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	97		80	
2	Бентопорошок	1940	20	900	11,2
3	Гипан	49	0,5	-	-

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К

Продолжение таблицы К.8

№	Наименование	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
4	КМЦ	78	0,8	-	-
5	Ингибитор глин БСР С	126	0,1	-	-
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
6	НТФ	75-100			
7	Сода кальцинированная	по необходимости		12,0	0,15
8	Сода каустическая	по необходимости			
9	Сода пищевая	по необходимости			

Согласно таблице К.8 отмечены сниженные концентрации химических реагентов, затраченных на приготовление раствора для бурения интервала под направление, что обусловлено начальными высокими вязкостными характеристиками.

4.2 Интервал бурения под кондуктор

Для бурения под кондуктор использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №1.1 СТО 245.

Согласно п.7.3.1 индивидуальному рабочему проекту требуемый объем бурового раствора для бурения интервала составляет 145 м³. Фактический объем приготовленного бурового раствора составил 208 м³, в том числе 80 м³ с предыдущего интервала и 128 м³ вновь приготовленного раствора на пополнение рабочего объема.

Таблица К.9 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Наименование	Плотность, кг/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /30 мин	Содержание песка, %	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа
проект 30-200	1140-1180	100-180	8-9	не более 12	не более 3	-	50-130	50-70/75-105
42 м	1200	158	8,5	7,0	0,5	21	120	60/103
проект 200-352	1140-1180	100-180	8-9	не более 12	не более 3	-	50-130	50-70/75-105
336 м	1200	120	8,5	7,5	1	22	86	58/86
проект 352-454	1160-1200	80-120	8-9	не более 12	не более 3	-	50-100	50-70/75-105
410 м	1200	84	8,5	7,5	0,5	22	91	58/88
проект 454-774	1160-1200	80-100	8-9	не более 12	не более 3	-	50-70	50-70/75-105
545	1200	80	8,5	7,5	1	22	67	57/82
766	1200	80	8,5	7,5	1	25	53	56/83

Таблица К.10 – Расход химических реагентов для бурения интервала под кондуктор

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	225		208	
2	Бентопорошок	2903	20	2550	12,25
3	Гипан	73	0,5	-	-
4	КМЦ	116	<0,8	160	0,77
5	Ингибитор глин БСР-С	189	<1,3	50	0,24
6	НТФ	15		20	
7	Сода каустическая	44	<0,3	13	0,06

59

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

171

Формат А4

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К

Фактические параметры бурового раствора при бурении интервала соответствовали требуемым параметрам, указанным в рабочем проекте. В процессе бурения допущен розлив бурового раствора.

4.3 Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Для бурения под эксплуатационную колонну использовался пресный буровой раствор, по рецептуре №2 СТО 245.

После бурения интервала под кондуктор для последующего бурения интервала под эксплуатационную колонну было оставлено 40 м³ бурового раствора.

Таблица К.11 – Технологические параметры раствора в процессе бурения

Забой	ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ /30 мин	ПВ, сПа	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Tф, %	МВТ, кг/м ³
проект 757-1216	1020-1100	16-22	<12	-	-	-	7-9	-	<60
1100	1090	22	9,0		-	-	8,5	-	-
проект 1216-1954	1100-1140	22-25	<12	<15	>20	1-5/ 3-15	8-9,5	<12	<60
1502	1100	22	8,2	12	24	3/5	8,5	6	-
1690	1100	25	7,8	11	22	3/6	8,5	6	-
1885	1120	25	7,8	14	25	5/7	8,5	7	28,5
проект 1954-2345	1100-1140	25-35	<8	<20	>35	10-20/ 10-30	8-9,5	<12	<60
2100	1130	27	7,5	16	37	6/17	8	8	32
проект 2345-2676	1100-1140	28-40	<8	<25	>35	10-20/ 25-50	8-9,5	<12	<60
2487	1140	30	7,1	18	45	15/27	8	9	42
2609	1160	31	7	17	45	15/28	8	9	42
проект 2676-2823	1180-1200	30-40	<7,5	<25	>45	14-25/ 20-70	8-9,5	<12	<60
2814	1200	31	7	17	51	15/28	8	11	49,9

Количество химических реагентов, израсходованных для приготовления бурового раствора, представлено в таблице К.12.

Таблица К.12 – Расход химических реагентов для бурения интервала под эксплуатационную колонну (объем раствора 296 м³)

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	403		296	
2	Полиакрилат натрия	846	2,1	583,4	1,97
3	Полиакриламид	403	1,0	283	0,95
4	Ксантановая смола	322	0,8	200	0,67
5	Сода кальцинированная	81	0,2	25	0,08
6	Смазочная добавка	1007	2,5	740	2,5
7	Карбонат кальция средней фракции и крупной фракции	Расчетное количество		12000	40,5
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
8	БСР-С	По необходимости			
9	НТФ	105,75	0,25		
10	Сода каустическая	54,99	0,13		
11	Сода пищевая	105,75	0,25		
12	Бактерицид	63,45	0,15		
13	Пеногаситель	63,45	0,15		
14	Полианионная целлюлоза НВ	380,7	0,9		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ К

В процессе бурения интервала отсутствовали осложнения в регулировании технологических параметров бурового раствора, также не отмечалось нарушений рецептурного состава.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ОВОС.ТЧ

Лист
173

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА

В процессе бурения контрольных скважин специалистами «СургутНИПинефть» отбирались пробы шлама и растворов на каждом этапе строительства до и после прохождения всех задействованных ступней очистки для изучения влияния ОСОБР на гранулометрический состав.

Отобранные при бурении интервала пробы исследованы научно-исследовательской лабораторией буровых, тамнонажных растворов и специальных жидкостей на определение гранулометрического состава с помощью лазерного анализатора «Мальверн» (физический диапазон определения частиц прибором составляет 1-300 мкм). Информация с прибора выгружалась через программное обеспечение с последующим распознаванием средствами ПЭВМ и сведением информации в общую базу данных. Также выполнялся анализ влажности проб с использованием реторты, галогенного анализатора влажности модели НГ-53.

I ступень – линейные вибросита

Линейное вибросито позволяет удалять крупные частицы, размером более 300 мкм на всех интервалах бурения. При этом отмечено неэффективное удаление частиц в диапазоне от 300 до 10 мкм. Также отмечается умеренное удаление коллоидной фракции (< 10 мкм), что связано с эффектом флокуляции мелкодисперсной фазы.

Таблица Л.1 – Анализ эффективности I ступени очистки по гранулометрическому составу удаляемого шлама

Интервал (забой)	200	400	700	1000	1350	1700	2050	2400	2850
Размер частиц, мкм									
> 300	29,8%	36,8%	32,4%	34,0%	52,8%	34,7%	16,5%	27,6%	49,6%
300-140	58,4%	26,3%	16,3%	18,9%	7,3%	11,7%	13,2%	8,5%	3,9%
140-70	0,0%	11,3%	14,0%	4,0%	4,1%	8,6%	11,2%	11,2%	3,1%
70-40	1,4%	11,2%	16,0%	3,7%	2,8%	6,9%	8,9%	10,5%	3,6%
40-10	4,1%	6,2%	12,7%	14,9%	14,0%	19,0%	25,5%	21,8%	17,6%
10-1	6,3%	8,2%	8,7%	24,4%	19,1%	19,1%	24,7%	20,4%	22,2%

- градиент эффективности удаления от 0 до 100%

II ступень - пескоотделитель

Гидроциклон пескоотделителя позволяет удалять крупные частицы размером от 300 до 70 мкм на всех интервалах бурения под кондуктор, а также при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 1350-1700 м.

В остальных интервалах работа ступени менее эффективна и компенсируется наличием осушающей ситоциклональной установки.

Низкая эффективность удаления всего диапазона частиц при глубине забоя до 1000 м связана с отсутствием мелкой твердой фазы в ненаработанном буровом растворе и эффективной работой I ступени очистки.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Таблица Л.2 – Анализ эффективности II ступени очистки по гранулометрическому составу удаляемой пульпы

Интервал (забой)	200	400	700	1000	1350	1700	2050	2400	2850
Размер частиц, мкм									
> 300	30,5%	25,3%	31,1%	0,1%	1,8%	1,1%	17,0%	1,3%	2,1%
300-140	50,2%	33,1%	9,0%	6,7%	75,3%	58,5%	14,5%	15,1%	9,9%
140-70	10,3%	18,3%	12,7%	11,7%	20%	31,7%	19,4%	24,4%	14,6%
70-40	0,2%	4,3%	12,3%	13,5%	0,3%	2,5%	13,4%	19,9%	12,0%
40-10	3,9%	10,0%	23,2%	26,1%	1,1%	2,7%	23,2%	23,6%	33,5%
10-1	4,9%	9,1%	11,7%	41,9%	1,5%	3,5%	12,5%	15,6%	27,9%

█ - градиент эффективности удаления от 0 до 100%

III ступень - илоотделитель

Гидроциклон илоотделителя позволяет удалять частицы размером от **140 до 70 мкм** при начальных этапах бурения под эксплуатационную колонну (до глубины забоя 2000 м).

До забоя 2000 м отсутствует наработка бурового раствора целевым удаляемым илоотделителями гранулометрическим составом. В связи с эти работа данной ступени до достижения указанного забоя, является неэффективным расходом рабочего ресурса конусных насадок и диспергированием твердой фазы (рабочими элементами насосной системы) до состояния трудноудаляемых коллоидных частиц. Повышенная эффективность при глубине забоя от 2400 м связана с вводом в буровой раствор кольматанта.

Таблица Л.3 – Анализ эффективности III ступени очистки по гранулометрическому составу удаляемой пульпы

Интервал (забой)	1000	1350	1700	2050	2400	2850
Размер частиц, мкм						
> 300	0,0%	0,1%	0,9%	0,3%	0,0%	0,1%
300-140	25,9%	10,6%	0,4%	19,3%	5,8%	5,0%
140-70	33,0%	29,5%	3,2%	51,7%	43,0%	10,2%
70-40	23,5%	33,9%	4,9%	11,6%	30,9%	12,0%
40-10	8,6%	14,5%	31,6%	6,0%	9,3%	43,7%
10-0	8,9%	11,4%	59,1%	11,0%	11,1%	29,0%

█ - градиент эффективности удаления от 0 до 100%

IV ступень - центрифуги

Высокооборотная центрифуга позволяет удалять частицы размером **более 10 мкм** на всех интервалах бурения. Также отмечается умеренное удаление нерастворимых технологических утяжелителей бурового раствора.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

23901-ОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Л

Таблица Л.4 – Анализ эффективности IV степени очистки по гранулометрическому составу удаляемого кека

Интервал (забой)	1000	1350	1700	2050	2400	2850
Размер частиц, мкм						
> 300	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
300-140	0,0%	1,4%	1,5%	4,4%	0,0%	0,0%
140-70	0,0%	2,0%	3,3%	12,7%	0,0%	0,1%
70-40	0,0%	5,2%	9,9%	19,5%	0,8%	0,7%
40-10	14,8%	48,7%	51,7%	39,2%	25,1%	23,5%
10-0	85,1%	42,7%	33,6%	24,2%	74,1%	75,8%

■ - градиент эффективности удаления от 0 до 100%

По результатам исследований получены усредненные результаты гранулометрического состава выбуренной породы на выходе из скважины. Полученные значения представлены в таблице Е.5.

Таблица Л.5 – Гранулометрический состав выбуренной породы на выходе из скважины, кг/м³

Исходные данные	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
>300 мкм	798	1493	1311
300-140 мкм	572	24,2	35
140-70 мкм	142	35	37
70-40 мкм	96,5	91	66
40-10 мкм	259	245	212
10-5 мкм	126	101	136
5-0 мкм	267	267	562

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение М
АНАЛИЗ ВЛАЖНОСТИ БУРОВОГО ШЛАМА

Специалистами «СургутНИПИнефть» выполнялся анализ влажности проб с использованием реторты, галогенного анализатора влажности модели НГ-53. Работы по оценке влажности осуществлялись преимущественно в лаборатории кустовой площадки, за исключением проб, отобранных на скважине 4326 Западно-Сургутского месторождения. Таким образом, рекомендуется производить замер влажности шлама ретортным методом непосредственно в вагон-лаборатории на кустовой площадке для недопущения испарения жидкости из пробы и получения корректных значений. Также, отбор проб пудлы песка- и илоотделителя необходимо производить после прохождения осушающего выбросита для получения корректных значений.

Таблица П.1 – Показатели влажности бурового шлама в процессе бурения контрольных скважин

Интервал отбора, м	Влажность шлама, %																							
	БУ 4000 скважина №13572 Федоровское месторождение				БУ 3900 скважина №13623 Федоровское месторождение				БУ 3200 скважина №3443 Вачимское месторождение				БУ 3000 скважина №4326 Западно-Сургутское месторождение				БУ 4000 скважина №7033 Северо-Лабатьганское месторождение				БУ 3000 скважина №4327 Западно-Сургутское месторождение			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	СГУ	IV	шнек	I	СГУ	IV	шнек
200	34	28	-	-	32	27	-	-	39	37	29	-	-	-	-	-	36	18	-	29	35	38	-	36
400	31	40	36	-	37	30	-	-	-	43	24	-	-	-	-	-	31	17	-	22	35	24	-	36
700	36	37	50	-	44	46	-	-	44	44	34	-	22	27	-	-	45	18	-	29	44	30	-	42
Среднее значение показателя влажности при бурении интервала под кондуктор – 33,6 %																								
1000	38	60	84	-	42	29	30	35	30	-	34	38	36	54	25	39	39	-	42	44	30	28	33	29
1300	32	33	70	26	32	-	31	26	27	26	30	32	38	30	71	31	36	35	-	44	34	22	35	30
1700	33	37	39	24	31	26	43	24	-	35	33	31	29	29	-	35	31	-	26	33	29	27	32	29
2100	27	47	36	25	28	27	55	25	30	44	31	29	32	31	75	31	34	32	26	35	26	30	28	29
2400	26	36	39	24	25	33	53	25	26	-	40	29	27	42	72	34	31	-	31	26	30	27	30	28
2800	32	35	38	26	26	36	-	29	24	68	37	21	Окончательный забой 2304 м				34	-	24	29	19	22	29	23
Среднее значение показателя влажности при бурении интервала под эксплуатационную колонну – 34,3 %																								

Изм. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

ПРИЛОЖЕНИЕ Н

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСОБР

1. Общие положения

Настоящая методика разработана для оценки эффективности работы ОСОБР на основании расчета объема выбуренной породы, объемов использования бурового раствора и твердой фазы, переходящей в раствор в процессе бурения скважины.

В процессе углубления скважины часть выбуренной породы удаляется на системе очистки буровой установки, часть переходит в буровой раствор и приводит к увеличению плотности раствора (наработка).

При необходимости для поддержания проектной плотности бурового раствора производится обработка утяжелителями (кольматант, барит), которые также удаляются на системе очистки буровой установки.

Коэффициент очистки рассчитывается как отношение разности объема выбуренной породы и объема твердой фазы, переходящей в буровой раствор к объему выбуренной породы.

Расчет объема выбуренной породы и объема твердой фазы производится для интервалов через каждые 100 м бурения. Получение отрицательного результата расчета твердой фазы, переходящей в раствор, свидетельствует об ее удалении из раствора на системе очистки буровой установки.

2. Порядок расчета

Коэффициент эффективности очистки бурового раствора (Kэфф), %, рассчитывается по формуле:

Kэфф = (ΣVгр + ΣVут - ΣVтф) / ΣVгр * 100 % (H.1)

где: ΣVскв – суммарный объем выбуренной горной породы из скважины, м³; ΣVут – суммарный объем утяжелителя (кольматант, барит), введенного в буровой раствор, м³; ΣVтф – суммарный объем твердой фазы, поступившей в буровой раствор, м³;

Расчет выбуренной породы из скважины для каждого интервала производится по формуле:

Vгр = 0,785 * (Kк * Dдол.к² * Lк) (H.2)

где: Kк – объемный коэффициент кавернозности; Dдол.к² – диаметр породоразрушающего инструмента, м; Lк – длина интервала бурения, м.

Расчет объема утяжелителя (кольматант, барит), введенного в буровой раствор, производится по формуле:

Vут = (qут1 / ρут1) + (qут2 / ρут2) (H.3)

Table with 3 rows and 1 column: Взам. инв. №, Подп. и дата, Инв. № подл.

Table with 6 columns: Изм., Кол.уч., Лист, № док., Подп., Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Н

Таблица Н.1 – Технологические расчеты эффективности очистки работы ОСОБР

№	БУ 3900 (схв. №13632)			БУ 4000 (схв. №13572)			БУ 4000 (схв. №7033)			БУ 3200 (схв. №3443)			БУ 3000 (схв. №4326)			БУ 3000 (схв. №4327)		
	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{гр}$ м ³	удалено, м ³
200	23,3	-1,7	25	23,3	-2,7	26	24,3	0,0	24,3	21,2	-2,8	24	21,2	1,0	20,2	23,3	1,2	22,1
400	23,3	4	19,3	23,3	4,8	18,6	21,2	6,7	14,5	21,2	5,6	15,6	21,2	5,9	15,3	23,3	5,4	17,9
700	30,7	10	20,7	30,7	6,8	24	31,8	8,9	22,9	25,4	3,4	22	25,4	4,3	21,1	30,7	1,3	29,4
1000	14,9	-0,5	15,4	14,9	0,5	14,4	14,3	0,0	14,3	13,8	-0,1	13,8	16,1	-2,2	18,3	17,4	0,5	16,9
1350	17,4	7,4	10	17,4	3,7	13,7	16,7	3,2	13,5	16,1	7,2	8,8	16,1	1,7	14,4	17,4	0,5	16,9
1700	17,4	6,2	11,2	17,4	12,6	4,8	15,7	4,8	10,8	16,1	3,5	12,5	16,1	1,7	14,4	17,4	0,5	16,9
2050	21,3	0	21,2	15,5	2,4	13,1	15,7	4,5	11,1	15,7	13	2,7	15,7	0,8	14,8	17,0	3,6	13,4
2400	18,2	4,8	13,4	15,5	2,4	13,1	20,1	9,9	10,2	0	3,4	-3,4	22,4	20,6	1,8	21,2	22,3	-1,0
2850	25,1	11	14,1	21,6	5,3	16,3	176,5	48,7	127,8	145,4	31,1	114,3	167,9	48,2	119,7	180,1	42,5	137,5
Всего	191,6	41,2	150,4	179,7	35,7	144	78,50%	72,40%	78,60%	71,30%	76,40%	76,40%	76,40%	76,40%	76,40%	76,40%	76,40%	76,40%
$K_{эфф}$				80,10%			72,40%			78,60%			71,30%			76,40%		

08

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ОВОС.ТЧ

Лист

180