

**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»**

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

23901-ПОВОС

**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»**

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

23901-ПОВОС

Главный инженер

15.12.2023

А.П.Пестряков

Начальник отдела проектных
работ по охране окружающей
среды

15.12.2023

А.В.Антонюк

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

2023

Обозначение	Наименование	Примечание
23901-ПОВОС-С	Содержание тома	2
23901-ПОВОС.ТЧ	Текстовая часть	3
	Общее количество листов документов, включенных в том	180

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	23901-ПОВОС-С					
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Содержание тома			Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ПАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

4	ВОЗМОЖНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ С УЧЕТОМ АЛЬТЕРНАТИВ	71
4.1	Воздействие на атмосферный воздух, геологическую среду и подземные воды, поверхностные воды, почвы, растительный и животный мир	72
4.2	Воздействие на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления	73
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.....	75
6	МЕРОПРИЯТИЯ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИЕ И (ИЛИ) УМЕНЬШАЮЩИЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ.....	77
7	ОЦЕНКА ЗНАЧИМОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ	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.....	79
8.1	Перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат	80
8.2	Социально-экономические последствия.....	81
9	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МЕРОПРИЯТИЯМ ПРОГРАММЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И МОНИТОРИНГА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ ЭТАПОВ ПОДГОТОВКИ И РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	82
10	РАЗРАБОТКА ПО РЕШЕНИЮ ЗАКАЗЧИКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	86
11	ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОПРЕДЕЛЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ (НАМЕЧАЕМОЙ) ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ИНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	87
12	СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	88
13	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ И ЛИТЕРАТУРЫ	89

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

Приложение А (справочное) Методика расчета объемов бурового шлама и буровых сточных вод при бурении скважин в ПАО «Сургутнефтегаз» 92

Приложение Б (справочное) Акт лабораторных исследований бурового шлама..... 108

Приложение В (справочное) Отчет о выполненных опытно-промышленных работах по мониторингу строительства контрольных скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» 114

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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 на всей территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз».

Территория деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» затрагивает следующие муниципальные образования: 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» с целевым назначением и видами работ 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

Настоящая Методика устанавливает единый порядок расчета объемов буровых шламов и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисково-оценочных и разведочных скважин на буровых площадках со шламовыми амбарами, а также с траншеями для бурового шлама и временными емкостями для буровых сточных вод в ПАО «Сургутнефтегаз» (далее – Общество), для разработки проектной и иной документации.

Необходимость применения данной Методики при строительстве эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на участках недр ПАО «Сургутнефтегаз» обусловлена уточнением объемов образования бурового шлама и БСВ.

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

1.4 Описание планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности, включая альтернативные варианты

В настоящей Методике применены следующие определения:

Буровой раствор: технологическая жидкость, обработанная химическими реагентами для достижения требуемых параметров, предназначенная для промывки и обеспечения безаварийной проводки скважины.

Буровой шлам (далее – БШ): выбуренная порода, образующая при измельчении горной породы в недрах с помощью породоразрушающего инструмента и поднимаемая на дневную поверхность буровым раствором содержащая в своем составе химические реагенты органического и минерального происхождения, используемые для приготовления и обработки буровых раствора удаляемые на системе очистки бурового раствора.

Буровые сточные воды (далее - 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.

Разуплотнение: процесс изменения плотности пород в результате уменьшения природной или искусственной нагрузки.

Рассол: природные или искусственные воды, содержащие растворенные минеральные вещества в повышенных концентрациях.

Настоящая 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» (далее – Общество) для разработки проектной и иной документации.

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».

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 /35/. В процессе бурения скважины образуются БШ и БСВ.

Буровой шлам, образующийся в процессе бурения скважины, включают 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), которыми обрабатывается буровой раствор для обеспечения проектной плотности, из условия того, что по окончании цикла строительства скважины буровой раствор очищается с применением системы очистки.

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.

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

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 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 с помощью шнека в шламовый амбар (траншею для БШ). Раствор, очищенный на всех ступенях очистки, из емкостей буровыми насосами закачивается в скважину.

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.

Описание планируемой (намечаемой) деятельности, включая альтернативные варианты достижения цели

Отказ от деятельности (нулевой вариант)

Отказ от деятельности является экологически и 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 (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.

Расчет объемов образования БШ и БСВ по удельным нормативам

В качестве альтернативного варианта рассматривается вариант расчета объема отходов согласно «Удельных нормативов образования бурового шлама при

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			23901-ПОВОС.ТЧ						
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 твердых отходов.

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

1.5 Техническое задание

В соответствии с п.4.2 приказом 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 расчет объемов шламов и буровых сточных вод, образующихся при строительстве скважин с учетом существующих технологий ПАО «Сургутнефтегаз»».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Лист
8

2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТЕРРИТОРИИ, НА КОТОРУЮ МОЖЕТ ОКАЗАТЬ ВЛИЯНИЕ ПЛАНИРУЕМАЯ (НАМЕЧАЕМАЯ) ХОЗЯЙСТВЕННАЯ И ИНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

Материалы предварительной 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 отходов 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.

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

Описание окружающей среды территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» рассмотрено справочно с использованием отчетов по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-гидрометеорологическим и инженерно-экологическим изысканиям выполненные к проектной документации по объектам бурения ПАО «Сургутнефтегаз» на рассматриваемой территории.

Подробная характеристика природных условий рассматривается в рамках проектной документации на конкретные объекты при выполнении инженерных изысканий, в том числе 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.

2.1 Климатические условия

Климатические условия Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Климат резко континентальный. Регион характеризуется продолжительной и холодной зимой с сильными ветрами и метелями, непродолжительным теплым летом, короткими переходными - весенним и осенним – сезонами. Отмечаются поздние весенние и ранние осенние заморозки. Характерны высокие суточные и годовые амплитуды температур воздуха.

Климатическая характеристика региона рассмотрена по метеостанции Когалым.

Среднегодовая температура воздуха – минус 2,6 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 22,2 °С, а самого жаркого июля – плюс 18,0 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля - плюс 22,8 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 55,9°С, абсолютный максимум – 35,3 °С. Продолжительность холодного периода 193 дня, продолжительность теплого периода 176 дней.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							9

Средняя дата первого заморозка осенью – 16.09, последнего – 28.05.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 410 мм, в холодное время с ноября по март – 142 мм, годовая сумма осадков – 552 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 69 % до 86 %.

Появление снежного покрова отмечается уже в первой декаде октября, средняя дата появления снежного покрова – 10 октября. К середине октября образуется устойчивый снежный покров, средняя дата – 19 октября. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается с начала мая, средняя дата – 03 мая. Окончательно снег сходит так же в середине мая, средняя дата – 12 мая.

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

Климатические условия Республики Саха (Якутия)

Климат территории резко континентальный, для него характерны долгая и холодная зима, короткое и теплое лето, а также быстрые переходы от холода к теплу и наоборот. Главными факторами, определяющими такое своеобразие климата, 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 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.

Климатическая характеристика региона рассмотрена по метеостанции Комака.

Среднегодовая температура воздуха - минус 6,7 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января - минус 30,5 °С, а самого жаркого июля – плюс 16,6 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца – плюс 24,0 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь минус 61,0 °С, абсолютный максимум на июнь – июль – плюс 39,0 °С.

Средняя дата последнего заморозка 27.06, средняя дата первого заморозка - 7.08. Продолжительность безморозного периода 41 дней. Снежный покров образуется 11.10, дата схода 13.05, сохраняется 205 дней.

Среднегодовое количество осадков – 399 мм, из них – 228 мм приходится на теплый период.

Зимой преобладает южное и юго-западное направление ветра, а летом – северное и северо-восточное.

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

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

						23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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.

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

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

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-ПОВОС.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.

Подробная климатическая характеристика территории бурения скважин рассматривается в рамках проектной документации на конкретные объекты при выполнении инженерно-гидрометеорологических изысканий согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

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

						23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

горизонтальным залеганием глинисто-карбонатных пород, неустойчивых к процессам эрозии и денудации. Затрудненный поверхностный сток и наличие островной многолетней мерзлоты обуславливают местами сильную переувлажненность грунтов сезоннодейтельного слоя.

По преобладанию рельефообразующих экзогенных факторов выделяются два основных генетических типа рельефа: эрозионно-денудационный и эрозионно-аккумулятивный.

Инженерно-геологические условия на территории работ определяются следующими факторами: геологическим строением, мерзлотными условиями, интенсивностью и характером развития экзогенных геологических процессов, степенью расчлененности рельефа.

В геологическом строении принимают участие средне-верхнекембрийские полускальные карбонатно-глинистые отложения (Є2-3), представленные алевролитами и песчаниками. Местами кембрийские отложения перекрыты полускальными отложениями юрского возраста (J1), представленные песчаниками. Коренные кембрийские и юрские отложения перекрыты песчано-глинистым и крупнообломочным элювием этих пород (eQ), возраст которых условно принят четвертичным без более детального деления. Элювиальные отложения представлены глинистыми (глинами, суглинками и супесями разной консистенции, с обломочным материалом), песчаными (песками разной крупности, с обломочным материалом) и крупнообломочными грунтами (щебенистый грунт). С поверхности элювиальные грунты перекрыты делювиальными отложениями современного возраста (dQIV), 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							15

Гляциолимний представлен ленточными и ритмично-слоистыми глинами и алевритистыми глинами. На территории листа они выполняют депрессии вдоль долин рек Енисей, Большая и Малая Хета, располагаясь в интервале высот от 10 до 50 м абс.отм. Нередко, верхняя часть разреза сложена параллельно переслаивающимися темно-серыми алевритистыми глинами и серыми тонкозернистыми полимиктовыми песками. Ангутихинский гляциолимний залегает непосредственно на ермаковской морене и перекрыт древним аллювием р.Енисей. Мощность ангутихинских слоев - до 40 м.

Неотектоника района изучена слабо. Согласно тектонической схеме, район работ расположен в пределах Енисейско-Хатангского регионального прогиба. Развитие Енисейско-Хатангского регионального прогиба происходило от позднего триаса по кайнозой включительно и связано с образованием эпиплатформенного орогена Средней Сибири и Таймыра. Прогиб выполнен мезо-кайнозойским терригенным плитным комплексом. Своей южной частью прогиб наложен на структуры Сибирской платформы, а северной – на структуры Таймыра. Прогиб подчинен скрытой Рассохинско-Балахнинской рифтогенной системе дивергентно конвергентных дислокаций, представляет собой субширотно ориентированную структуру, погружающуюся по подошве юрских отложений в западном направлении. Структуры южной границы прогиба Танамско-Хетский вал и Малохетская впадина являются общими с прилегающей Западно-Сибирской плитой.

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 алевритами 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. Алевриты, 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							17

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 крупноскольчатый глинисто-алевритовым 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.

В олигоцен-четвертичное время, соответствующее новейшему тектоническому этапу, сформировались отложения, представляющие собой верхний структурный этаж Западно-Сибирской плиты.

Отложения этого структурного этажа залегают на нижележащих с размывом и стратиграфическим несогласием, а также резкой сменой морских формаций континентальными.

Платформенный чехол представлен мощной толщей осадочных, преимущественно терригенных отложений юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем, Эти отложения совершенно не метаморфизованы, залегают очень полого, почти горизонтально. Мощность платформенного чехла изменяется от первых десятков и сотен метров до 2-5 км. Важную 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.

Существенные колебания климата, происходившие на протяжении всего новейшего периода, влияли на изменение физико-географической обстановки и условий осадконакопления.

В пределах плиты очень широко распространены четвертичные озерно-аллювиальные и аллювиальные отложения, слагающие серию надпойменных террас и поймы в речных долинах.

По схеме инженерно-геологического районирования территория находится в зоне распространения талых дисперсных пород.

В рассматриваемом районе разрез представлен переслаиванием различных по дисперсности глинистых и песчаных пород озерно-аллювиального генезиса. На большей части территории минеральные грунты перекрыты современными озерно-болотными органическими грунтами – торфами.

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

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

Современные озерно-болотные отложения имеют широкое распространение, перекрывают практически все генетические типы отложений различного возраста и на самых различных элементах современного рельефа. По условиям питания выделяются два типа болот: грунтово-атмосферного и атмосферного питания. По типу залежи торфа подразделяются на низинные и верховые.

Ботанический состав залежей разнообразный. Торфа сфагнового, гипнового, шейхериево - пушицевого состава. Торфяники отличаются высокой обводненностью, различной степенью разложения и небольшой зольностью.

Геологические особенности территории

В гидрогеологическом отношении Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ, Тюменская область, Новосибирская область находятся в пределах центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. Верхняя часть толщи отложений рассматриваемой территории состоит из семиэтажно залегающих гидрогеологических комплексов. Особенностью геологического строения этой верхней гидрогеологической структуры является сложный литофациальный состав отложений, чередование проницаемых (песчаных) и водоупорных (глинистых) пластов и горизонтов. Особое значение для формирования естественных ресурсов и эксплуатационных запасов пресных подземных вод в верхней части бассейна имеет мощная толща морских глинистых 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 врезах (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.

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

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

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 подстиляется 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.

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 противофильтрационный и геохимический барьер.

В гидрогеологическом отношении *Республика Саха (Якутия)* принадлежит к Ангаро-Ленскому артезианскому бассейну и Нюско-Джербинскому артезианскому бассейну, входящему в Среднеленский артезианский бассейн.

На территории работ 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);

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

– 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 многолетнемёрзлых 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:

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

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

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

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.

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

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

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

руслах и по берегам водотоков, где развиты боковая и донная эрозия. Однако существенного размыва русел не наблюдается, поскольку скорости течения невелики и поток обладает слабой размывающей силой. На склоновых поверхностях водотоков может наблюдаться слабое проявление плоскостного смыва.

В меньшей степени, где встречается островная мерзлота (вечномерзлые грунты), протекают *мерзлотные процессы и явления* - морозное пучение (сезонные и многолетние бугры и площади пучения). Основной причиной, приводящей к пучению грунтов, является миграция воды к фронту промерзания и образования ледяных прослоек. Более всего подвержены пучению торфяные и глинистые грунты.

Сезонное промерзание грунтов и процесс морозного пучения на рассматриваемых территориях развиты повсеместно. Глубина сезонного промерзания зависит от микроландшафта, литологического состава грунтовой толщи.

Подробная геологическая и гидрологическая характеристика, сейсмологические условия и характеристика опасных экзогенных процессов территории планируемой к бурению скважин рассматривается в рамках проектной документации на конкретные объекты при выполнении инженерно-геодезических, 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 0,1км/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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							24

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 одорукавное, выше и ниже по течению разделяется на 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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	23901-ПОВОС.ТЧ						Лист
															25

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 подъем уровня начинается в середине – конце апреля. Наивысшие уровни наблюдаются в середине-конце мая. Летне-осенняя межень наступает в июле. Выпадающие осадки обуславливают некоторый подъем 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 озер, из которых они вытекают, изменение 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.

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

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

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.

Реки данной территории характеризуются устойчивыми ледоставом. Для осеннего ледового режима характерно образование сала, шуги, заберегов.

Ледовый режим реки в отдельные годы отличается неустойчивостью. Первые ледовые образования появляются на реке в конце октября в виде заберегов, сала, через 1-2 дня на реке может наблюдаться шуга и ледоход. Ежегодно наблюдается шугоход.

Толщина льда к концу зимы достигает 0,7-1,2 м, а небольшие тундровые реки промерзают до дна.

Для рек на данной территории в начальный период ледостава характерны зажоры льда. Выше мест их возникновения вода выходит на лед, образуя наледи.

Среди озер выделяются Голодная Губа (186 км²), Городецкое, Варш, Несь, сис Озера представлены весьма неравномерно и в основном имеют пойменное (озера речных долин) происхождение. Большинство озер мелкие с площадью водного зеркала до 3 км² и средними глубинами 0,5-3 м, реже 4-5 м.

Котловины озер в основном осадочно-ледникового и термокарстового происхождения, в долинах рек находятся реликтовые озера-старицы. Несколько мелких озер находится в дельте Печоры (Сухое Котемское болото и другие).

Болота занимают 5-6%, на побережье до 10-20% территории. Глубина болот от 0,5 до 2 м. Основные типы: бугристые (плоско- и крупнобугристые) и верховые сфагновые грядово-мочажинные атмосферного питания, пойменные низинные грунтового питания и переходные сфагновые. Мощность торфяных залежей бугристых болот достигает 3-5 м.

Республика Саха (Якутия) расположена в пределах Приленского плато Средне-Сибирского плоскогорья. Основными водными артериями Республика Саха (Якутия) являются:

Река Нюя – левый приток р. Лена. Общая протяженность р. Нюя составляет 798 км, площадь бассейна – 38100 км². Река протекает по Приленскому плато. В среднем и нижнем течении очень извилиста. Средний годовой расход воды в устье 125 м³/сек. Замерзает во второй половине октября, вскрывается в первой половине мая. В границах Северо-Талаканского лицензионного участка скорость течения

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

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

убывает и нередко совершенно прекращается. Весной на небольших промерзающих реках 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, 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.

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 талыми водами, накапливающимися на его поверхности. Этому способствует захламлённость 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.

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,

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							31

на месте путем размыва льда талыми водами, накапливающимися на его поверхности. Этому способствует захламленность и извилистость русел малых рек.

Территория изысканий 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.

Новосибирская область расположена на Васюганской равнине, которая является водоразделом рек Обь и Иртыш. Поверхность территории представляет собой обширную, заболоченную равнину с незначительным количеством озер. Повсеместное развитие болот обусловлено обилием осадков, общей равнинностью рельефа, наличием плоских водоразделов.

Демьяно-Васюганский подрайон Обь-Иртышского болотного района характеризуется особо крупными олиготрофными болотными системами, которые расположены на водоразделах первого порядка и отдельными языками заходят на водоразделы рек второго порядка. Васюганская болотная система имеет площадь около 5 млн.га, на этих болотах берут начало многие реки Обь-Иртышского водораздела. Заболоченность подрайона 35%. Глубина торфяной залежи в среднем 4,0 – 4,5 м и более.

Реки и ручьи территории относятся к водотокам с весенне-летним половодьем и дождевыми паводками в тёплое время года. В питании рек участвуют талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. Основной источник питания – твёрдые осадки, основная фаза водного режима – весенне-летнее половодье. Весенний подъём уровня начинается в середине-конце апреля. Наивысшие уровни наблюдаются в середине-конце мая. В период половодья проходит 50 – 60 % годового стока. 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.

Уровенный режим малых внутриболотных озер, обычно не имеющих руслового стока (притока), определяется уровенным режимом болот. В годовом ходе уровня малых озер наблюдается два максимума и два минимума. Первый максимум приходится на период весеннего половодья, второй – на период летне – осенних дождевых паводков. Минимумы в годовом ходе уровня наблюдаются зимой, обычно перед началом весеннего снеготаяния, и летом, перед началом летне – осенних дождей. Пик выражен слабо вследствие замедленного спада уровней.

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							33

сочетаясь с атмосферной переувлажненностью, определяют специфику почвообразования и преобладание в почвенном покрове гидроморфных почв.

На территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» по характеру увлажнения, растительности и положению по рельефу выделяют *болотные верховые, низинные и переходные торфяные почвы*.

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 анаэробнозиса, 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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							35
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

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 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. Тектурный 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: A₀ - A₂ - B₁ - BC - C. Почвы по механическому составу песчаные и супесчаные. Содержание илистой 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

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

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.

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_{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. Bf, 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_{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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							38

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 гризонтом ВС. На глубине 50-70 см в горизонте ВС появляется глееватость – осветленные сизоватые и ржавые пятна и разводы. Постоянно глеевый горизонт залегает глубже 1 м. почвы имеют кислую реакцию, гумуса 0,5-1%, 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 А1Аед 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 вымытого 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							39

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, 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 заиливание 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 эутрофные. 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,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	40

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 прослоек речного аллювия различного гранулометрического состава. Реакция почв кислая и слабокислая, поглощающий комплекс слабо насыщен основаниями. Грунтовая вода выходит на поверхность или залегает на глубине 5-15 см.

Алювиальные 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.

Алювиальные 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)

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) 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

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

карбонатно-глинистых породах кембрия. Как правило, характеризуются буро-коричневыми 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. 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 относительном 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

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

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

довольно мощный железисто-иллювиальный песчаный горизонт ржаво-бурой окраски.

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 R₂O₃ не выражена, часты признаки криогенных деформаций почвенных горизонтов.

Тундровые глеевые торфянисто-перегнойные (глееземы торфянистые и перегнойные тундровые). Грубогумусный органо-аккумулятивный горизонт O 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 A1 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 O или содержащейся в горизонте AO, 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 B отмечают 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

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

23901-ПОВОС.ТЧ

Лист

43

работ» согласно утвержденной программе в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

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-сфаговая 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-сфагово-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

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

кругловатая, струнокоренная, в отдельных случаях пушица рыжеватая, господствуют сфагновые и гипновые мхи.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							45

Для тундровых сообществ водоразделов и террас характерны кустарничково-лишайниковые ассоциации с листовичными рединами. На пониженных участках распространены травяно-мохово-кустарниковые тундры с ерником. Многочисленные ручейки и ложбины стока формируют заболоченные участки с мохово-ивняковой и осоково-пушицевой растительностью. Борты и бровки крупных ложбин стока и многочисленных озёр занимают кустарничково-моховые тундры с ерником. Чаще всего они встречаются в сочетаниях с болотами и травяно-мохово-ивняковым покрытием, которые приурочены к водосборным понижениям и краям озерных котловин.

Сплошное распространение многолетней мерзлоты и ее поверхностное залегание определяют повсеместное развитие криогенных и термокарстовых форм рельефа, с чем связано формирование бугорковых, полигональных, пятнистых тундр, полигональных болот. Разнообразие форм микрорельефа и микроклиматических условий формирует растительный покров с ярко выраженным неоднородным горизонтальным сложением. В связи с суровыми климатическими условиями, краткостью вегетационного периода растения низкорослы, часто имеют стелющуюся форму (виды ив), растут куртинками, пятнами, усугубляя комплексность растительного покрова: важнейшими специфическими компонентами растительности тундр являются кустарнички, мхи, лишайники.

На водоразделах и на дренированных участках высоких террас распространена в основном тундровая растительность.

Склоны водоразделов, сложенные суглинками, супесями, заняты кустарничково-пушицево-моховыми тундрами. Нанорельеф — пятнисто-бугорковый, пятна мелкие, занимающие не более 10% площади, окружены высокими бордюрами-валиками, на которых доминируют пушица влагалищная (*Eriophorum vaginatum*), которая образует кочки-бугорки, и дриада точечная (*Dryas punctata*), а также осока арктосибирская (*Carex arctisibirica*). В межпятенных ложбинах растительность осоково-моховая, кое-где с кустарниками — ивой ползучей (*Salix repens*), берёзкой (*Betula*) и густым моховым покровом из томентипнума блестящего (*Tomentypnum nitens*).

На пологих склонах террас, защищённых от ветров, где в зимнее время более благоприятны условия снегового укрытия, обычны кассиопеево-лишайниково-моховые тундры, в составе которых довольно разнообразно разнотравье — остролодочник таймырский (*Oxytropis oxiphylla*), астрагал альпийский (*Astragalus alpinus*), клейтония (*Claytonia joanneana*), камнеломка гребенчато-реснитчатая (*Saxifraga brnchialis*), крестовник разнолистный (*Tephroseris heterophylla*), незабудочник шерстистый (*Eritrichium villosum*) и др. Иногда здесь тоже развит пятнистый рельеф, но чаще растительный покров вполне сомкнут.

Подробная характеристика растительного 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.	

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

2.5 Характеристика животного мира

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

Биологическое разнообразие фауны наземных позвоночных животных складывается как из популяции оседлых видов (млекопитающие, земноводные, пресмыкающиеся, часть видов птиц), так и мигрирующих видов млекопитающих и 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 распространённый 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. Полевка-экономка обычный и широко распространённый на территории округа вид (Стариков, 2003 и др.).

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
					48								

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-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-трескун *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 tetrrix* (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 тусклая 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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.								Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	50

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 заморами совершает значительные миграции от мест нереста и нагула до мест зимовки. Зимует в среднем и верхнем течении небольших речек, весной скатывается в пойму – соры, старицы, протоки, где нерестится и нагуливается. Со спадом воды и началом обсыхания соров, плотва выходит в русла рек и начинает подниматься к местам зимовки, заходя по пути в старицы и курьи, где продолжает питаться.

Плотва является пластичным видом и способна образовывать локальные стада, приуроченные к отдельным рекам.

Возраст созревания плотвы растянут от 2+ до 5+ лет, основная масса становится половозрелой в 3-4 года. Нерестится после язя и щуки. Плодовитость плотвы различна на отдельных участках Обского бассейна и, кроме того, зависит от условий нагула в предшествующий нересту год, а также биологических показателей производителей.

Елец *Leuciscus leuciscus* (Linnaeus) (род Карповые *Cyprinidae*). Широко распространен в бассейнах р.Обь, р.Тромъеган. Во многих таежных речках Ханты-Мансийского округа он является преобладающей рыбой и составляет в отдельных промысловых местах 70-95% общего вылова. Обитает как в заморной, так и в незаморной зоне. В заморной зоне, к которой относится и район исследования, зимует в основном в среднем и верхнем течении притоков третьего порядка. Весной, с началом подъема воды, елец скатывается в пойму Оби для нереста и нагула. Нерестится, как и плотва, после щуки при температуре 7-12 °С. После нереста распределяется по местам нагула – в сорах, курьях, протоках, заливах. Со спадом воды елец одним из первых среди рыб выходит в русло реки и начинает подъем к местам зимовки. Являясь пластичным видом, он может приспосабливаться к внешним условиям и образовывать локальные стада в отдельных реках. Половой зрелости достигает в возрасте 3+ – 4+ лет. Плодовитость колеблется от 3 до 27 тыс., в среднем – 6-10 тыс. икринок, и зависит от условий существования. В промысловых уловах встречается в возрасте 2+-10+ лет, длиной 14-29 см, весом 50-300 грамм.

Ёрш *Gymnocephalus cernuus* (Linnaeus) (род Окуневые *Percidae*). В Обском бассейне распространен повсеместно. Концентрируясь в местах нереста сиговых и других ценных видов рыб, поедает их икру, чем наносит вред воспроизводству промысловых видов (Гундризер, 1963). Больших миграций не совершает, созревает в возрасте от 2+ до 4+ лет. Нерест происходит во второй половине мая – июне.

Окунь *Perca fluviatilis* (Linnaeus) (род Окуневые *Percidae*). Является наиболее распространенной рыбой Обского бассейна. В реках, как правило, придерживается тихих и глубоководных участков. Весной заходит в пойменные водоемы, где размножается и нагуливается. Нерест проходит в мае при температуре воды 10-13°С. Срок созревания растянут от 2+ до 5+ лет. Зимует в реках на глубоководных местах, перемещаясь по реке в поисках пищи. Больших миграций не совершает.

Почвенная биота – характеристика почвенной фауны приведена в соответствии с типами почв для территории, находящейся на площади воздействия изыскиваемого объекта.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
					53								

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-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, вилохвостая 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;

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

- кречет, отряд Соколообразные, семейство Соколиные;
- сапсан, отряд Соколообразные, семейство Соколиные;
- стерх, отряд Журавлеобразные, семейство Журавлиные;
- большой кроншнеп, отряд Ржанкообразные, семейство Бекасовые;
- серый сорокопут, 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, пискулька, малый (тундряной) лебедь, турпан, скопа, беркут, орлан-белохвост, кречет, сапсан, стерх, серый журавль, кулик-сорока, грязовик, дупель, большой кроншнеп, белая сова, филин, серый сорокопут), 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 Юнгерманиевые: 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);

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

- гренландский (полярный) кит (отряд: Китообразные, семейство: Гладкие Киты);
- горбач (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);
- северный синий кит (отряд: Китообразные, семейство: Полосатиковые);
- 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 сорокопуд (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, внесённых 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);

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
					58								

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/.

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 Двубье», 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 Двубье», 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», «Самаровский чугас», «Шапшинские кедровники».

В границах *Республики Саха (Якутия)* расположены 2 государственный природных заповедника федерального значения («Олекминский», «Усть-Ленский»), 6 природных парков (Сиинэ, Усть-Виллюйский, 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

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

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).

Границы участков недр ПАО «Сургутнефтегаз» пересекаются с ООПТ:

– регионального значения – природный парк «Нумто» (Белоярский район ХМАО-Югры);

– водно-болотным угодьем международного значения «Верхнее Двубье» (Белоярский 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.							Лист
			23901-ПОВОС.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

2.7.2 Объекты культурного наследия

В соответствии со ст.99 Земельного Кодекса РФ от 25.10.2001 г. №136-ФЗ /5/ к землям историко-культурного назначения относятся земли объектов культурного наследия народов Российской Федерации (памятников истории и культуры), в том числе объектов археологического наследия.

Статьей 16.1 Закона РФ от 25.06.2002 г. №73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» предусмотрено, что работы по выявлению и учету объектов культурного наследия осуществляют федеральный орган охраны объектов культурного наследия и органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченные в области охраны объектов культурного наследия, в соответствии с государственными целевыми программами охраны объектов культурного наследия, а также на основании рекомендаций физических и юридических лиц /26/.

Информация по расположению объектов бурения относительно объектов ИКН приводится в проектной документации на конкретные объекты. ПАО «Сургутнефтегаз» в порядке, установленном законодательством РФ запрашивает информацию у уполномоченного органа о наличии или отсутствии на участке строительства объектов ИКН.

Также, в случае обнаружения исполнителем работ объектов, обладающих признаками объекта культурного наследия, перечисленных в ст.3 Федерального закона от 25.06.2002 г. №73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» /26/ строительные и сопутствующие работы должны бы быть немедленно приостановлены, исполнитель работ обязан проинформировать орган исполнительной власти субъекта РФ, уполномоченный в области охраны объектов культурного наследия, об обнаруженном объекте.

2.7.3 Территории традиционного природопользования

В соответствии с Федеральным законом «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» /27/ территории традиционного природопользования – особо охраняемые территории, образованные для ведения традиционного природопользования и традиционного образа жизни коренными малочисленными народами Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации.

С учетом особенностей правового режима территорий традиционного природопользования их границы утверждаются соответственно Правительством Российской Федерации, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления. Правовой режим устанавливается положениями о территориях традиционного природопользования, утвержденными соответственно уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления с участием лиц, относящихся к малочисленным народам, и общин малочисленных народов или их уполномоченных представителей, (ст 5, 9, 11 Федерального закона от 07.05.2001 №49-ФЗ).

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

							23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			62

Информация о наличии/отсутствии территорий традиционного природопользования регионального значения предоставляется уполномоченными органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Информация о наличии/отсутствии территорий традиционного природопользования местного значения предоставляется органами местного самоуправления.

В случае проведения работ в границах территорий традиционного природопользования необходимо согласование с субъектами права ТТП.

Правовые основы гарантий самобытного социально-экономического и культурного развития коренных малочисленных народов РФ прописаны в Федеральном законе РФ №82-ФЗ от 30.04.1999, поэтому при осуществлении производственной деятельности необходимо обеспечение сохранности территорий традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера посредством:

1. Уважительного отношения к коренным жителям, их культуре и традициям, обеспечения сохранности святынь и других культовых мест.

2. Решения конфликтных ситуаций и недопонимания между персоналом ПАО «Сургутнефтегаз» и коренными жителями путем обсуждения и переговоров.

3. Недопустимости личностных конфликтов персонала ПАО «Сургутнефтегаз» с коренными жителями.

4. Исключения нахождения и передвижения техники и персонала ПАО «Сургутнефтегаз» за территорией промышленных площадок и объектов.

5. Соблюдения персоналом ПАО «Сургутнефтегаз» запрета на ввоз на территории традиционного природопользования спиртосодержащих напитков, а также оружия, рыболовных и охотничьих снастей, собак.

6. Соблюдения персоналом ПАО «Сургутнефтегаз» запрета на осуществление рыболовной ловли, сбора дикоросов, охоты и т.д.

7. Соблюдения персоналом ПАО «Сургутнефтегаз» неприкосновенности к частной собственности коренных малочисленных народов Севера (постройкам, стойбищам, ритуальным и бытовым принадлежностям, шкурам, оленьим рогам (костям), полуодомашненным животным (оленьям), рыболовным и охотничьим снастям).

9. Соблюдения мер противопожарной безопасности в лесу

Подробная информация по расположению объектов бурения относительно ТТП приводится в проектной документации на конкретные объекты.

2.7.4 Водоохранные, рыбохозяйственные заповедные зоны, прибрежные защитные полосы водных объектов

Водоохранные зоны

При установлении границ водоохранных зон на участках недр деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» используется Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ /6/.

В соответствии с Водным кодексом РФ /6/ водоохранными зонами являются территории, которые примыкают к береговой линии (границам водного объекта) морей, рек, ручьев, каналов, озер, водохранилищ и на которых устанавливается специальный режим осуществления хозяйственной и иной деятельности в целях предотвращения загрязнения, засорения, заиления указанных водных объектов и истощения их вод, а также сохранения среды обитания водных биологических ресурсов и других объектов животного и растительного мира.

Взам. инв. №		Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
										63
Инов. № подл.										

Выделение водоохраных 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 водоохраных зон обуславливает изменение качества водной среды и жизнедеятельности гидробионтов. Сохранение ее обеспечит стабильность существования гидроэкосистем.

В границах водоохраных 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 водоохраных 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 водоохраных 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).

2.7.5 Зоны санитарной охраны водозаборов подземных вод

Организация зон санитарной охраны (далее - ЗСО) водозаборов подземных вод – одно из основных мероприятий по защите от загрязнения подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, согласно СанПиН

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	23901-ПОВОС.ТЧ						Лист
															64

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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 отходов 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 отходов 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 в расчетах количества отходов:

- 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

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

23901-ПОВОС.ТЧ						Лист
						69

При реализации настоящей деятельности сведения о буровом шламе, буровых сточных водах, образующихся при бурении скважин и технологии бурения приводятся справочно и не рассматриваются как источник воздействия на окружающую среду.

Процесс бурения скважины заключается в последовательном разрушении горных пород и извлечением их на поверхность с помощью потока бурового раствора. 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), которыми обрабатывается буровой раствор для обеспечения проектной плотности, из условия того, что по окончании цикла строительства скважины буровой раствор очищается с применением системы очистки.

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.

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.

Технические и технологические решения по бурению скважин предусматривают использование существующих технологий в ПАО «Сургутнефтегаз». Реализация Методики не предусматривает использование новых технологий, поступления в окружающую среду новых веществ при проведении расчётов.

Принимая во внимание вышеизложенное, Методика и ее использование при расчетах объемов бурового шлама и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисковых, оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации, не является источником воздействия на окружающую среду.

4.2 Воздействие на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления

Общие сведения

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV классов опасности в соответствии с лицензией №Л020-00113-66/00102735 (далее – Лицензия).

Для осуществления деятельности с отходами производства и потребления разработан нормативно-технический документ НТД И 13-2020 «Инструкция по

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							71

обращению с отходами производства и потребления. Производственный контроль в области обращения с отходами» /12/.

Основными целями деятельности в области обращения с отходами является уменьшение вредного воздействия отходов производства и потребления, образующихся в процессе производственной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз», на компоненты окружающей среды.

При бурении эксплуатационных, поисковых, оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин ПАО «Сургутнефтегаз» образуются отходы бурового шлама. Наименования, коды и классы опасности отходов бурового шлама для окружающей среды приняты в Обществе в соответствии с:

– федеральным классификационным каталогом отходов, утвержденным приказом Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 22.05.2017 №242 /13/;

– Лицензией Общества;

– паспортами отходов I-IV классов опасности, сведениями о классификационных признаках и классе опасности отходов V класса опасности.

Расчет объемов и количества бурового шлама производится при разработке проектной документации. Обращение с отходами бурового шлама предусмотрено в ПАО «Сургутнефтегаз» в установленном законом порядке. Деятельность по обращению с отходами бурового шлама не является предметом настоящей оценки воздействия на окружающую среду.

Расчеты объемов бурового шлама, приведенные в Методике, не требуют применения новых технологий, новых веществ (буровых растворов, реагентов), образование новых видов буровых шламов не предусмотрено.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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

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.

Характер (значимость) воздействия не имеет установленного определения, поэтому определение характера (значимости) всегда будет субъективным.

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 месторождения 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.

Технические и технологические решения по бурению скважин предусматривают использование существующих технологий в ПАО «Сургутнефтегаз». Реализация Методики не предусматривает использование

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист 73

новых технологий, поступления в окружающую среду новых веществ при проведении расчётов.

Методика и ее использование при расчетах объемов бурового шлама и буровых сточных вод, образующихся при бурении эксплуатационных, поисковых, оценочных и разведочных скважин, на площадках скважин зоны деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» для разработки проектной и иной документации, не является источником воздействия на окружающую среду.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Лист
74

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

Мероприятия по охране атмосферного воздуха, геологической среды и подземных вод, поверхностных вод, почв, растительного и животного мира

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 по охране окружающей среды при проведении расчетов бурового шлама и БСВ согласно Методике не разрабатываются.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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 отходов 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 отходов 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»»

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-ПОВОС.ТЧ	Лист
							77

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 в расчетах количества отходов:

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

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

- в расчет количества твердых 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 твердых отходов.

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

Материалы предварительной 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 отходов 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.

8.1 Перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат

Компенсационные выплаты – это платежи, осуществляемые в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РФ с целью устранения или возмещения ущерба или вреда, причиненного окружающей среде в результате реализации проектной деятельности.

Поскольку в рамках данной документации рассматривается Методика на расчет БШ и БСВ при деятельности которой воздействие на природные ресурсы не наблюдается компенсационные выплаты не предусмотрены.

Перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат выполняется в рамках проектной документации на

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							78

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

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

- контроль за эксплуатацией природоохранного оборудования и сооружений;
- контроль за ведением документации по ООС;
- контроль за своевременным предоставлением сведений о состоянии и загрязнении окружающей среды, в том числе аварийном, об источниках ее загрязнения, о состоянии природных ресурсов, об их использовании и охране, а также иных сведений, предусмотренных документами, регламентирующими работу по ООС в Обществе;
- контроль за своевременным предоставлением достоверной информации, предусмотренной системой государственного статистического наблюдения, системой обмена информацией с государственными органами исполнительной власти;
- контроль за организацией и проведением обучения, инструктажа и проверки знаний в области ООС и природопользования;
- контроль эффективной работы систем учета использования природных ресурсов;
- контроль за соблюдением режима охраны и использования особо охраняемых природных территорий, территорий традиционного природопользования (при их наличии);
- контроль за состоянием окружающей среды в районе ОНВОС;
- подтверждение соответствия требованиям технических регламентов в области ООС и экологической безопасности на основании собственных доказательств.

ПЭК в Обществе осуществляется:

- I уровень - силами отдела (службы, группы) ООС структурного подразделения в соответствии с ежегодными графиками инспекционного и эколого-аналитического контроля, утвержденными руководителем структурного подразделения или лицом, исполняющим его обязанности – осуществляется контроль соблюдения норм и требований законодательства РФ, локальных нормативно-технических документов в организационных единицах структурных подразделений, подрядных структурных подразделениях, сторонних предприятиях, не входящих в структуру Общества. Ответственным за организацию и проведение ПЭК I уровня в структурном подразделении, является лицо, назначенное приказом структурного подразделения;
- II уровень - специалистами УЭБиП в соответствии с ежегодным графиком ПЭК, утвержденным первым заместителем генерального директора Общества, а также специалистами НГДУ по заданию первого заместителя генерального директора Общества – осуществляется контроль соблюдения требований природоохранного законодательства, лицензионных требований и условий при обращении с отходами в структурных подразделениях и сторонних предприятиях (подрядчики и субподрядчики), не входящих в структуру Общества (ПЭК II уровня). Лицом, ответственным за организацию и проведение ПЭК II уровня в целом по Обществу, является начальник УЭБиП.

В Обществе ПЭК проводится в форме:

- инспекционного контроля (проверки);
- производственного эколого-аналитического (инструментального) контроля (далее-ПЭАК);
- производственного экологического мониторинга (далее-ПЭМ).

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист
							81

Инспекционный контроль (проверка) осуществляется:

- в плановом порядке – в соответствии с утвержденными планами мероприятий (графиками) контроля;
- во внеплановом порядке (для проверки исполнения указаний, предписаний об устранении выявленных нарушениях и информации о нарушениях требований законодательства РФ и распорядительных документов Общества) – в соответствии с организационно-распорядительным документом, подписанным первым заместителем генерального директора Общества, либо руководителем структурного подразделения.

Инспекционный контроль (проверка) осуществляется:

- I уровень – лицом, ответственным за проведение проверки, назначенным из числа специалистов отделов (служб, групп) ООС структурного подразделения;
- II уровень – лицом, ответственным за проведение проверки, назначенным из числа специалистов УЭБиП.

Порядок проведения инспекционного контроля (проверки):

- анализ разрешительной и проектной документации по объектам ПЭК;
- анализ результатов предыдущих проверок;
- определение технических средств, транспорта и документов, необходимых для проверки;
- определение необходимости привлечения сотрудников соответствующих отделов (служб, групп) аппарата управления Общества по направлению деятельности и Лабораторий;
- информирование о сроках проведения проверки;
- выезд на объект проверки, осмотр и фото-видеофиксация, включая обязательный осмотр источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, объектов накопления, хранения и захоронения отходов и т.д.;
- ознакомление с журналами, графиками, схемами и другой документацией на объекте с фотофиксацией;
- выбор объектов исследования (промышленные выбросы в атмосферу, отходы производства и потребления, почвы, поверхностные воды, атмосферный воздух), точек отбора проб и определяемых показателей;
- выполнение сотрудниками Лаборатории отбора проб с составлением акта отбора проб;
- доставка отобранных проб к месту выполнения исследований;
- выполнение сотрудниками Лаборатории исследований отобранных проб, оформление протоколов результатов исследований;
- оформление результатов контроля с составлением акта проверки;
- контроль устранения выявленных нарушений.

ПЭАК

Основной задачей ПЭАК является инструментальный контроль соблюдения нормативов допустимого воздействия на окружающую среду и эффективности работы природоохранного оборудования.

ПЭАК проводится:

- при проведении инспекционной проверки;
- в соответствии с планами-графиками ПЭАК.

Порядок проведения ПЭАК в соответствии с планами-графиками ПЭАК:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Лист
85

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.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-ПОВОС.ТЧ	Лист
								87
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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-ПОВОС.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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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-ПОВОС.ТЧ

Лист
90

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-ПОВОС.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-ПОВОС.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-ПОВОС.ТЧ

Лист

93

поднимаемая на дневную поверхность буровым раствором содержащая в своем составе химические реагенты органического и минерального происхождения, используемые для приготовления и обработки буровых раствора 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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

$$V_{\text{БШ}} = \sum V_{\text{БШ}i}, \quad (1)$$

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

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

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

6

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	23901-ПОВОС.ТЧ						Лист
															95

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

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;

$K_{\text{рy}}$ – коэффициент изменения плотности (разуплотнения) горных пород при взаимодействии с буровым раствором в процессе его транспортирования на дневную поверхность, рассчитывается по формуле

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	23901-ПОВОС.ТЧ						Лист
															96

где $V_{\text{БШ}}$ – суммарный объем бурового шлама образующегося в процессе бурения интервала, кг;
 $\rho_{\text{ср.БШ}}$ – 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;

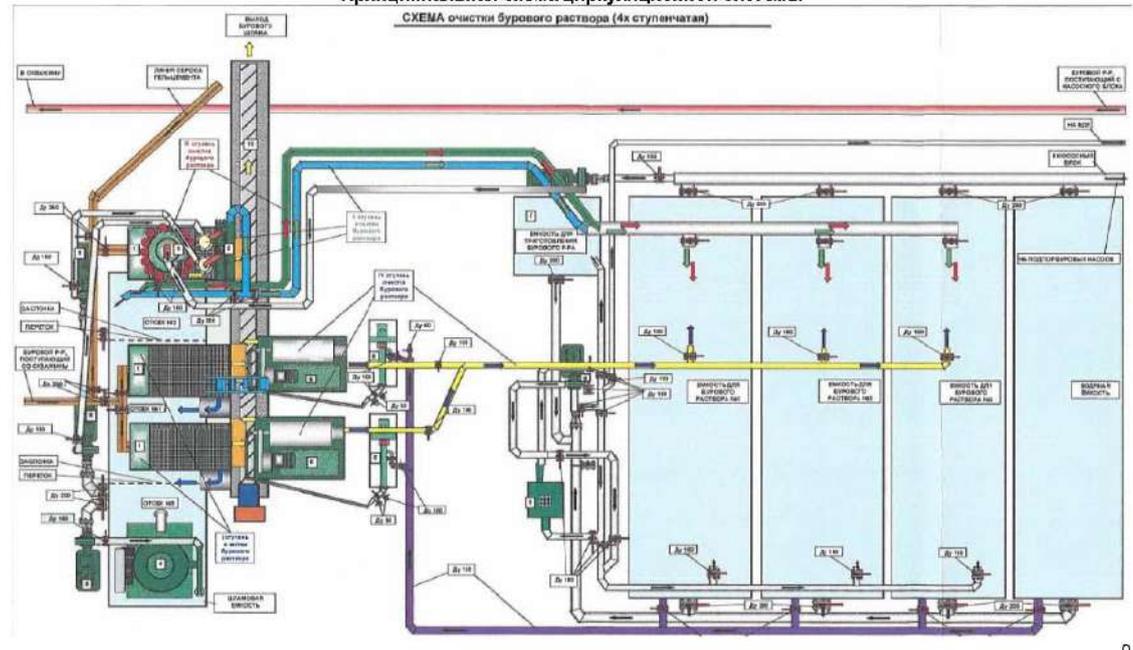
$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, м;

H – глубина спуска предыдущей обсадной колонны, м.

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

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

**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.

23901-ПОВОС.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 _д	м	0,3937	0,3	0,2207	0,146
1.2	Кэф. кавернозности	K _к	-	2	1,7	1,25	1,25
1.3	Глубина спуска колонны	L _к	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	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	1 000	1000
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	ρ _р	кг/м ³	1160	1 060	1 130	1140
1.11	Расход баритового концентрата	m _б	кг	0	0	0	0
1.12	Расход кольматанта	m _к	кг	0	0	5 000	5 000
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	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 _{ув}	-	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 _{бш1}	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 _{св}	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 _{бсвр}	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

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

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

23901-ПОВОС.ТЧ

Лист

99

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_d	м	0,3937	0,3	0,2207	0,146
1.2	Коеф. кавернозности	K_k	-	1,3	1,35	1,25	1,25
1.3	Глубина спуска колонны	L_k	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	$\rho_{гп}$	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	$\rho_{д}$	кг/м ³	1000	1 000	1 180	1180
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	$\rho_{р}$	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	$\rho_{б}$	кг/м ³	4 200			
1.14	Насыпная плотность кольматанта КС	$\rho_{к}$	кг/м ³	2 400			
1.15	Объем бурового раствора в емкостях на окончание бурения	$V_{вжк}$	м ³	80	80	60	60
1.16	Объем бурового раствора для повторного использования	$V_{рпк}$	м ³	80	0	100	100
1.17	Объем технологической жидкости для разбухания ЦКОД	$V_{цд}$	м ³		20	20	20
2	Результаты расчета бурового шлама						
2.1	Коэффициент разуплотнения породы	$K_{рз}$	-	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	$V_{бш1}$	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	$m_{бш1}$	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	$V_{сбв}$	м ³	5,69	156,09	138,91	66,95
3.2	Общий объем бурового раствора на момент окончания бурения интервала	$V_{бв}$	м ³	85,69	236,09	198,91	126,95
3.3	Суммарный объем буровых сточных вод на интервал бурения	$V_{бсв1}$	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			

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

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	Коеф. 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	$d_{вн}$	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	$\rho_{д}$	кг/м ³	1000	1 000	1 000	1000
1.10	Плотность бурового раствора для повторного использования	$\rho_{р}$	кг/м ³	1160	1 060	1 130	1140
1.11	Расход баритового концентрата	$m_{б}$	кг	0	0	0	0
1.12	Расход кольматанта	$m_{к}$	кг	0	0	5 000	5 000
1.13	Насыпная плотность баритового концентрата кл.Б КБ-3	$\rho_{б}$	кг/м ³	4 200			
1.14	Насыпная плотность кольматанта КС	$\rho_{к}$	кг/м ³	2 400			
1.15	Объем бурового раствора в емкостях на окончании 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	$V_{цс}$	м ³		20	20	0
2	Результаты расчета бурового шлама						
2.1	Кoeffициент разуплотнения породы	$K_{рз}$	-	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	10,8
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	$V_{бш}$	м ³	12,34	157,13	95,60	5,37
2.6	Объем бурового шлама, образующегося при бурении скважины	$V_{бш}$	м ³	270,44			
2.7	Масса бурового шлама, образующегося за интервал бурения	$m_{ш}$	кг	19 736	251 413	167 307	9 398
2.8	Суммарная масса бурового шлама, образующегося за скважину	$m_{ш}$	тн	447,9			
3	Результаты расчета буровых сточных вод						
3.1	Объем бурового раствора в скважине	$V_{ов}$	м ³	13,91	111,06	113,57	53,29
3.2	Общий объем бурового раствора на момент окончания бурения интервала	$V_{бр}$	м ³	93,91	191,06	193,57	133,29
3.3	Суммарный объем буровых сточных вод на интервал бурения	$V_{бсв}$	м ³	13,91	131,06	113,57	53,29
3.4	Суммарный объем буровых сточных вод на скважину	$V_{бсв}$	м ³	311,84			

12

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

Лист

101

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

13

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

Главный инженер
Инженерно-экономического
внедренческого центра

В.И.Холомеев

Начальник отдела
стандартизации и патентования
Инженерно-экономического
внедренческого центра

Е.А.Базалев

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

Библиография

[1] ФНИП ПБвНГП	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)
[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

П р и м е ч а н и е – 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

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Номер изме- нения	Номер листов, страниц				Номер указа- ния, дата	Срок вве- дения изме- нения	Дата вне- сения изме- нения	Личная подпись
	изме- ненных	заме- ненных	новых	аннули- рованных				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

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

23901-ПОВОС.ТЧ

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.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

Лист

106

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

Приложение 1

Результаты лабораторных исследований влажности и плотности
бурового шлама

№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Интервал отбора, м	Место отбора	Влажность, %	Плотность, кг/м ³
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
				2400	пескоотделитель	25,35	1780
					илоотделитель	26,15	1730
					центрифуга	24,17	1790
				2800	центрифуга	27,15	1740
					илоотделитель	31,2	1640
					вибросита	33,9	1680
2819	илоотделитель	30,15	1710				
	центрифуга	31,55	1700				
	вибросита	27,6	1750				
224	илоотделитель	26	1770				
	центрифуга	28,5	1740				
	пескоотделитель	25,2	1790				
425	илоотделитель	26,15	1770				
	центрифуга	28,5	1740				
	пескоотделитель	25,2	1790				
743	илоотделитель	26,15	1770				
	центрифуга	28,5	1740				
	пескоотделитель	25,2	1790				
1050	илоотделитель	26,15	1770				
	центрифуга	28,5	1740				
	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-ПОВОС.ТЧ

Лист

108

№ 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
					центрифуга	26,98	1770
				1750	вибросита	32	1740
					пескоотделитель	33	1710
					илоотделитель	34,51	1690
					центрифуга	32	1730
				2100	вибросита	33,6	1730
					пескоотделитель	46,28	1590
					илоотделитель	31,5	1750
2450	центрифуга	29,6	1775				
	вибросита	33,81	1740				
2850	пескоотделитель	47,06	1540				
	центрифуга	38,5	1675				
	вибросита	33,09	1730				
	пескоотделитель	35,95	1650				
4	Верхнеказымское	31	466	1050	илоотделитель	40,9	1630
					центрифуга	28,5	1730
					вибросита	36,54	1660
				1730	пескоотделитель	27,93	1730
					центрифуга	31,5	1730
					вибросита	38,48	1640
				2054	пескоотделитель	28,9	1760
					центрифуга	29,4	1740
				2420	вибросита	44,31	1610
					пескоотделитель	29,5	1760
					центрифуга	29,55	1760
				2783	вибросита	37,86	1640
пескоотделитель	50,28	1520					
центрифуга	23,87	1790					
вибросита	32	1710					
5	Северо-Лабатьюганское	207	7071 Гр	230	пескоотделитель	41,61	1620
					центрифуга	24,41	1780
				420	вибросита	32,5	1625
					пескоотделитель	34,5	1635
				730	вибросита	34,83	1647
					пескоотделитель	35,1	1639
1040	вибросита	34,2	1654				
	пескоотделитель	34,8	1642				
1360	вибросита	40,1	1640				
					центрифуга	32,1	1701
					центрифуга	33,58	1690
					вибросита	26,42	1790

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

№ 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				
				2070	центрифуга	25,88	1770				
					вибросита	27,88	1780				
					пескоотделитель	31,94	1700				
				2430	центрифуга	24,68	1790				
					вибросита	22,71	1780				
					пескоотделитель	32,96	1670				
				2630	центрифуга	26,09	1800				
					вибросита	25,45	1780				
				6	3-Сургутское	237	4182	200	пескоотделитель	42,49	1600
									центрифуга	22,55	1770
450	вибросита	35,8	1632								
	пескоотделитель	34,9	1641								
750	вибросита	33,1	1659								
	пескоотделитель	33,9	1651								
1040	вибросита	33,9	1651								
	пескоотделитель	35,4	1639								
1050	вибросита	36,7	1633								
	пескоотделитель	33,2	1668								
1050	вибросита	36,62	1650								
	центрифуга	25,5	1780								
1350	вибросита	31,5	1590								
	центрифуга	32,5	1650								
2100	вибросита	31,5	1730								
	пескоотделитель	31,5	1760								
	илоотделитель	30,5	1737								
2450	центрифуга	33,2	1650								
	вибросита	30,23	1700								
	пескоотделитель	31,93	1640								
2850	центрифуга	30,41	1740								
	вибросита	24,15	1780								
	пескоотделитель	33,6	1630								
3383	центрифуга	29,9	1730								
	вибросита	28,9	1760								
					центрифуга	26,7	1770				

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

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

23901-ПОВОС.ТЧ

Лист

110

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-ПОВОС.ТЧ

Лист

111

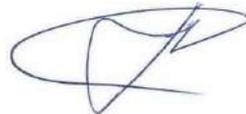
Приложение В
(обязательное)

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-ПОВОС.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

Опытно-промышленные работы разделены на 2 этапа, согласно составленным программам ОПР, представленным в приложениях Б и В. Следует отметить, что второй этап работ (5-6 позиции скважин таблицы 1), осуществлялся согласно выявленным отклонениям и замечаниям, определенным на 1 этапе проведенных опытно-промышленных работ.

1. ОПИСАНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

В процессе проведения мониторинга строительства контрольных скважин исследованы различные типы буровых установок, при этом, следует отметить принципиальные различия их циркуляционных систем:

БУ 4000 ЭК-БМЧ – в составе оборудования системы очистки применяется 3 линейных вибросита (первая ступень), ситогидроциклонный сепаратор типа QJ-2 (вторая и третья ступени), предусматривающий 2 конуса пескоотделителя и 12 конусов илоотделителя, а также 2 центрифуги типа LW-355 (четвертая ступень).

БУ 3900 ЭК-БМ – в составе оборудования системы очистки применяется 2 линейных вибросита и «осушающее» вибросито, в составе ситогидроциклонной установки, пескоотделитель ГЦ-400 (2 конуса), илоотделитель ИГ-45 (6 конусов), а также 2 высокооборотные центрифуги LW-355.

БУ 3000 ЭУК-1М – отличительной особенностью циркуляционной системы является наличие двухуровневой конструкции вибросита ZS/Z-4, которое одновременно служит линейным виброситом первой степени и «осушающим» виброситом для пескоотделителя. Таким образом всего в составе БУ 3000 применяется 2 линейных вибросита, пескоотделитель ГЦ-400, илоотделитель ИГ-45 и одна центрифуга LW-355.

Кроме того, на указанном типе буровой установки первая и вторая ступень очистки располагаются в «подвесном» блоке ЦСГО, третья и четвертая ступени – в емкостном блоке. Шнековый конвейер не применяется. Возможность монтажа илоотделителя над «осушающим» виброситом отсутствует.

БУ 3200 ЭУК-2М – циркуляционная система буровой установки оснащена оборудованием, аналогичным оборудованию БУ 3000 ЭУК-1М, за исключением наличия дополнительной центрифуги типа LW-355 для повышения эффективности очистки бурового раствора.

Перед началом бурения контрольных скважин специалистами ЦБПО БНО, ИЭВЦ и буровых структурных подразделений ПАО «Сургутнефтегаз» проведена комиссия проверка исправности работы ОСОБР, выявлены замечания, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Выявленные замечания в процессе комиссионной проверки
Скважина 13623, куст 1012, БУ 3900 ЭК-БМ (зав.№14640)

Несоответствие обвязки циркуляционной системы утвержденной схеме в части установки центробежного насоса СМ 80/50 для подачи раствора в центрифуги;
Превышение давления нагнетания для ГЦ-400 и ИГ-45;
Несоответствие амплитуды колебания линейных вибросит требованиям паспортных характеристик (факт – 4,4, согласно паспорту – не менее 5,5)

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ
									115

Продолжение таблицы 2

Скважина 7033, куст 196, БУ 4000/250-ЭК-БМЧ (зав.№14832)
Неполный комплект болтов крепления полиуретановых прокладок сеток на виброситах, полиуретановые прокладки сеток установлены негоризонтально, что приводит к появлению зазоров между сеткой и виброрамой, отсутствию фиксации и повышенному износу сеток; Несоответствие амплитуды колебаний линейных вибросит требованиям паспортных характеристик (факт – 4,2, согласно паспорту – не менее 5,5). На вибросите (№В136) отсутствует герметичность заслонки приемного короба; Болты крепления вибромоторов на виброситах развернуты на 180°. Отсутствовали ситовые панели с типоразмером 80 меш.
Скважина 4069, куст 539, БУ 3900/225 ЭК-БМ (зав.№14644)
Неполный комплект крепежных элементов на фланцевых соединениях трубопроводов шламового и винтового насосов; Нарушена целостность фартуков на виброситах.
Скважина 4327, куст 243, БУ 3000 ЭУК-1М (зав.№13363)
Несоответствие амплитуды колебаний линейных вибросит требованиям паспортных характеристик (факт – 4,0, согласно паспорту – не менее 5,5). Центрифуга LW 355 (зав.№13095) не промыта, забита раствором. Отсутствуют ситовые панели с типоразмером 210 меш.

Для скважин №3443 куста 125Б Вачимского месторождения (БУ 3200 ЭУК-2М, зав.№14368), №13572 куста 862 Федоровского месторождения (БУ 4000 ЭК-БМЧ, зав.№3) замечаний не выявлено.

Перечень основного оборудования циркуляционных систем буровых установок с подробным описанием результатов проверок представлены в разделе 2 приложений Г – К.

2. РЕЖИМНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Основные параметры режимов бурения в интервалах под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну для контрольных скважин представлены в разделе 3 приложений Г - К.

В процессе мониторинга основные превышения механической скорости бурения скважины выявлены в интервале до 350 м, который приурочен интервалу многолетнемерзлых пород (далее – ММП) и представлен слабосцементированными песчаниками, склонными к растеплению и обвалообразованию. Обеспечение максимальной скорости бурения и, как следствие, снижение времени воздействия на ММП необходимо для уменьшения риска осложнений, связанных с растеплением горных пород. При этом при прохождении ММП зафиксирован обильный вынос бурового шлама на первой ступени очистки в виде песка. При соблюдении механической скорости бурения согласно проектной документации (250–300 м/ч) осложнений не наблюдалось. При превышении скорости бурения свыше 300 м/ч (скважина №4326 куста 243 Западо-Сургутского месторождения), допущено зашламливание желобной линии буровой установки, непроизводительное время составило 2 часа. При последующем мониторинге скважины №4327 куста 243 отмечено аналогичное нарушение в части превышения механической скорости (до 360 м/ч).

Режимно-технологические параметры бурения в интервале под

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

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

23901-ПОВОС.ТЧ

эксплуатационную колонну соответствовали параметрам, регламентируемым проектной документацией. Соблюдение режима бурения и промывки скважины позволили обеспечить качественный вынос горной породы и очистку бурового раствора.

При мониторинге режимно-технологических параметров отмечено, что на сегодняшний день в ПАО «Сургутнефтегаз» отсутствует единый подход к подбору скоростей бурения в интервале ММП при разработке проектной документации, что подтверждают различные требования к механической скорости для Федоровского и Вачимского месторождений (250 и 350 м/ч соответственно).

3. РЕЦЕПТУРА И ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

Компонентный состав и технологические параметры применяемых систем буровых растворов представлены в таблице 4 приложений Г – К.

3.1 Интервал бурения под направление и кондуктор

Бурение в интервале под направление и кондуктор осуществлялось на пресном полимер-глинистом буровом растворе (рецептура №1.2 СТО 245), включающим в состав следующие основные компоненты: бентопорошок ПБМБ, КМЦ, каустическую и кальцинированную соды. Расход химических реагентов осуществлялся в пределах концентраций, установленных СТО 245 и проектной документацией для достижения требуемых реологических и фильтрационных свойств раствора.

Следует отметить, что на скважине №13623 куста 1012 Федоровского месторождения по причине несвоевременной обработки бентопорошком ПБМБ (после прохождения ММП) и интенсивной наработки глинистой фазы в интервале люлинворских глин допущен перерасход ингибитора-разжижителя БСР-С (при проектной концентрации 0,13 %, фактическая составила 0,24 %). В дальнейшем, в интервале 450 – 500 м рекомендуется применять третью ступень очистки для предупреждения наработки коллоидной фазы.

На скважине №13572 куста 862 Федоровского месторождения перед началом бурения под направление и кондуктор выявлено несоответствие проектной и фактической плотности бурового раствора (проект 1160 – 1200 кг/м³, факт – 1250 кг/м³). При разработке индивидуального рабочего проекта Сургутским УБР-1 не учтено, что бурение под направление осуществляется на буровом растворе, оставшимся после бурения горизонтальной скважины под МСГРП, заканчивание которой осуществляется на утяжеленном буровом растворе (плотностью 1250 кг/м³). Предварительная очистка бурового раствора до требуемых параметров является нецелесообразным.

На скважине №7033 куста 196 Северо-Лабатьюганского месторождения в процессе бурения интервала под направление и кондуктор зафиксировано превышение плотности бурового раствора (проект – 1220 кг/м³, факт 1320 кг/м³), что обусловлено рецептурным составом раствора, при бурении предыдущего интервала горизонтальной скважины под МСГРП с повышенной плотностью и вязкостью.

Незначительные отклонения концентраций вводимых реагентов связаны с обработкой бурового раствора с учетом тары химических реагентов. Таким

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

образом, при разработке проектной документации расход химических реагентов необходимо указывать с учетом весовой кратности тары.

3.2. Интервал бурения под эксплуатационную колонну

Бурение в интервале под эксплуатационную колонну на контрольных скважинах осуществлялось на пресном буровом растворе по рецептуре №2 СТО 245, включающим в состав следующие основные компоненты: полиарилат натрия, полиакриламид, ксантановый биополимер и смазочная добавка; а также вспомогательные реагенты (утяжелители, соды). В целом, замечания к параметрам бурового раствора и соблюдению рецептуры отсутствовали.

На скважине №13572 куста 862 Федоровского месторождения применялся полиакрилат натрия, поставляемый по контракту 2020 года и несоответствующий пересмотренным техническим требованиям ПАО «Сургутнефтегаз». Основным недостатком данного реагента является негативное влияние на реологические свойства раствора. Для поддержания требуемых реологических и фильтрационных параметров бурового раствора согласно рабочему проекту потребовалось дополнительное разбавление свежеприготовленным раствором. В этой связи фактический объем приготовленного раствора при бурении под эксплуатационную колонну на скважине №13572 на 32 % выше по сравнению со скважиной №13623. Кроме того, допущен перерасход реагента полиакрилат натрия (при проектной концентрации 0,2 %, фактическая составила 0,29 %).

На скважине 37033 куста 196 Северо-Лабатьюганского месторождения отмечены заниженные технологические параметры бурового раствора (статическое напряжение сдвига). Основной причиной несоответствия параметров бурового раствора являлось поддержание заниженной концентрации ксантанового биополимера при приготовлении бурового раствора.

4. АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО ШЛАМА И ТВЕРДОЙ ФАЗЫ БУРОВОГО РАСТВОРА

В процессе бурения контрольных скважин специалистами «СургутНИПИнефть» отбирались пробы бурового шлама и буровых растворов на каждом этапе строительства до и после прохождения всех ступней очистки для изучения влияния ОСОБР на гранулометрический состав.

Описание полученных результатов представлено в приложении Л.

I ступень – линейные вибросита

Линейное вибросито позволяет удалять крупные частицы, размером более 300 мкм во всех интервалах бурения. Также отмечается умеренное удаление коллоидной фракции (< 10 мкм), что связано с эффектом флокуляции мелкодисперсной фазы в присутствии акриловых полимеров.

II ступень - пескоотделитель

Гидроциклон пескоотделителя позволяет удалять крупные частицы размером от 70 до 300 мкм во всех интервалах бурения под кондуктор. При бурении под эксплуатационную колонну наиболее эффективное удаление зафиксировано в интервале 1350-1700 м, который приурочен к наработке твердой фазы в интервале сеноманских отложений.

Низкая эффективность удаления всего диапазона частиц при глубине

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ				
Лист				
118				

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

Таблица 5 – Суммарная эффективность работы ОСОБР

Тип буровой установки	Суммарная эффективность ОСОБР, %
БУ 4000 ЭК-БМЧ	83,9
БУ 3900 ЭК-БМ	79,4
БУ 3200 ЭУК-2М	79,4
БУ 3000 ЭУК-1М	74,3

Дополнительно, разработана методика для оценки фактической эффективности ОСОБР по количеству твердой фазы, оставшейся в буровом растворе и изменению плотности бурового раствора (приложение Н). Результаты расчета представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета эффективности работы ОСОБР согласно методике

Тип буровой установки	Суммарная эффективность ОСОБР, %
БУ 4000 ЭК-БМЧ	80,1
БУ 3900 ЭК-БМ	78,5
БУ 3200 ЭУК-2М	78,6
БУ 3000 ЭУК-1М	76,7

Результаты показали, что снижение эффективности очистки бурового раствора на буровой установке БУ 4000 ЭК-БМЧ обусловлены применением полиакрилата натрия производства Haihua Industry Group, который потребовал периодического разбавления бурового раствора вновь приготовленным для поддержания требуемых реологических и фильтрационных параметров.

Сравнительно низкая эффективность очистки бурового раствора на буровой установке БУ 3900 ЭК-БМ обусловлена необходимостью утяжеления бурового раствора до плотности 1 250 кг/м³ кольматантом карбонат кальция согласно требованиям рабочего проекта для обеспечения устойчивости ствола горизонтальной скважины, под МСГРП. При осуществлении операций по утяжелению бурового раствора во избежание нерационального расхода кольматанта III и IV ступень очистки временно исключают из работы.

Система очистки бурового раствора на БУ 3200 ЭУК-2М за счет установки двухуровневого вибросита ZS-Z4 и второй центрифуги LW-355 идентична системе очистки бурового раствора БУ 3900 ЭК-БМ.

Низкая эффективность очистки бурового раствора БУ 3000 ЭУК-1М обусловлена отсутствием второй центрифуги. При этом использование двухуровневого вибросита ZS-Z4, оптимальный подбор кассет для вибросит позволили повысить эффективность на 18,5 % относительно проектного расчета.

Дополнительно, проведены расчеты по оценке требований к коэффициенту очистки для обеспечения проектных результатов, в качестве примера приведена скважина, глубиной 2850 м, с глубиной спуска кондуктора до 700 м (в расчете учтены соответствующие коэффициенты кавернозности, проектный диаметр долота, а также требуемые плотности согласно рабочему проекту). Результат расчета показал, что минимально-допустимая величина эффективности работы ОСОБР составляет 78 %.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

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 зашламливания 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 обвязке 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-ПОВОС.ТЧ				
Лист				
123				

4.4. В целях преждевременного абразивного износа ситовых панелей «осушающего» вибросита разработать техническое предложение по установке отбойников для гидроциклонов ГЦ-400 производства ЦБПО БНО.

5. В части эксплуатации второй ступени очистки (илоотделителей):

5.1. Обеспечить подачу бурового раствора в гидроциклоны с расходом и давлением, предусмотренным паспортными характеристиками.

5.2. Для подбора оптимального расхода и давления на входе в гидроциклоны предусмотреть в обвязке циркуляционной системы буровой установки разгрузочные линии.

5.3. 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.

5.4. Управлению по бурению ПАО «Сургутнефтегаз» совместно с «СургутНИПИнефть» рассмотреть возможность монтажа илоотделителя над «осушающим» виброситом для обеспечения требуемой влажности бурового шлама.

6. В части эксплуатации четвертой ступени очистки (центрифуг):

6.1. Не рекомендуется эксплуатировать центрифуги при плотности бурового раствора менее 1 120 кг/м³. При плотности бурового раствора менее 1 120 кг/м³ требование к разности плотностей на входе и выходе из центрифуги (не менее 60 кг/м³) является некорректным.

6.2. Для подбора оптимального режима работы центрифуги подачу бурового раствора в центрифуги производить винтовыми насосами с возможностью регулирования подачи.

6.3. Проработать вопрос оснащения буровых установок типа БУ 3000 второй центрифугой.

7. В части соблюдения природоохранного законодательства:

7.1. Производить замер влажности шлама ретортным методом непосредственно в вагон-лаборатории на кустовой площадке согласно СТО 103-2020 не реже 1 раза в сутки с записью результатов замера в журнале параметров бурового раствора.

7.2. Отбор проб пульпы песко- и илоотделителя для определения влажности необходимо производить после прохождения «осушающего» вибросита.

8. Повысить контроль за соблюдением проектных скоростей бурения с использованием программного обеспечения ОКО «ЦИТС Бурение».

Рассмотреть возможность автоматизированного контроля за скоростью бурения скважины в программном обеспечении ОКО «ЦИТС Бурение» с оперативным информированием о выявленных нарушениях ответственных специалистов буровых структурных подразделений и управления по бурению ПАО «Сургутнефтегаз».

9. Обеспечить непрерывную фиксацию объемов пополнения и сброса бурового раствора, а также плотности промывочной жидкости на основании датчиков ГТИ, для последующего определения эффективности работы ОСОБР, в соответствии с разработанной методикой.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

С.А.Ананиев
 «16» 07 2021 г. С.А.Ананиев

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

А.Н.Буланов
 «16» 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), ИЗВЦ (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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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.Мальшикина)	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-ПОВОС.ТЧ

Лист

126

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.Дюсонгалиев), 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.Дюсонгалиев), 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 буровых установок 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-ПОВОС.ТЧ

Лист

127

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 экспертами.</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 обязанности 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 обязанности циркуляционных систем.	Постоянно	«СургутНИПИнефть» (М.А.Дюсюнгалиев)	«СургутНИПИнефть» (И.Л.Еременко)	<i>Внесены!</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)	

CF
И.Л.Ер.

И.Л.Еременко

Ф.Р.Яхшибеков

Директор «СургутНИПИнефть»

СОГЛАСОВАНО

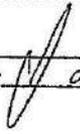
Первый заместитель начальника управления по бурению ПАО «Сургутнефтегаз» по технологии

И.И.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

 Ф.Р.Яхшибеков
«11» 07 2021 г.

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

Сургут 2021

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.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:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

- пластиковые контейнеры – 30 шт.
- полиэтиленовые пакеты – 100 шт.
- пластиковые бутылки - 50 шт.
- мерный стакан объемом не менее 500 мл.
- стеклянный стакан объемом 50 мл – 5 шт.
- рулетка, уровень механический, сантиметровая лента, транспортир.
- Ответственный по п.3.2: «СургутНИПИнефть».

3.3. Необходимо обеспечить наличие на буровой приборов для измерения и контроля параметров бурового раствора в соответствии с СТО 103-2020. Перечень приборов и оборудования представлены в приложении А.

Ответственный по п.3.3: начальник службы буровых растворов Сургутского УБР-1,2,3.

4. Порядок выполнения работ

4.1. Перед началом работ провести комиссионную проверку системы очистки бурового раствора и оборудования для приготовления бурового раствора на соответствие типовой технологической схемы обвязки циркуляционной системы (Приложение А) «Порядка эксплуатации оборудования системы очистки бурового раствора и определения ее эффективности», введенного в действие указанием от 25.12.2014 №2246 с составлением сводного акта (Приложение Б).

4.2. Провести комиссионную проверку эксплуатационной работоспособности ОСОБР при бурении контрольных скважин, в том числе на соответствие требованиям ПАО «Сургутнефтегаз» и паспортных характеристик завода изготовителя (Приложение В).

Ответственные по п.4.2: специалисты ИЭВЦ, ЦБПО БНО.

4.3. Произвести определение основных параметров работы каждой ступени очистки с фиксацией данных в таблице приложение Г.

Ответственные по п.4.3: специалисты «СургутНИПИнефть».

4.4. В процессе строительства скважин вести постоянной контроль:
- технологических параметров бурового раствора (перечень технологических параметров и периодичность замера согласно СТО 103-2020);

Ответственные: представители службы буровых растворов Сургутского УБР-1, 2, 3 в присутствии специалистов «СургутНИПИнефть».

- расхода технической воды на приготовление и пополнение объема бурового раствора;

- расхода химических реагентов на приготовление и дообработку объема бурового раствора, концентрации химических реагентов в составе бурового раствора;

- эффективность работы ОСОБР. Замер плотности не реже 1 раза в 4 часа и влажности бурового шлам, кека, пульпы после каждой ступени очистки не реже 1 раза в 12 часов;

Ответственные: представители службы буровых растворов Сургутского УБР-1, 2, 3 в присутствии специалистов «СургутНИПИнефть».

4.5. Ежедневно производить отбор проб бурового раствора (до и после каждой ступени ОСОБР), пульпы и шлама в процессе углубления скважины согласно приложению Д, Е.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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.

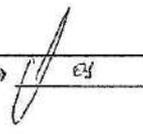
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

ПРИЛОЖЕНИЕ В

СОГЛАСОВАНО
Заместитель главного геолога
(по контролю за разбуриванием
месторождений и планированию
объемов буровых работ)
ПАО «Сургутнефтегаз»

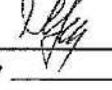

О.Г. Маслов
«10» 09 2021 г.

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

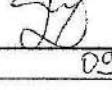
СОГЛАСОВАНО
Начальник управления
экологической безопасности и
природопользования
ПАО «Сургутнефтегаз»


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-ПОВОС.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-ПОВОС.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			134

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 виброрама в рамках

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

							23901-ПОВОС.ТЧ	Лист 135
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.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
5

произвести регулировку угла наклона деки вибросита и (или) смену кассет на кассеты с ячейками меньшего размера для обеспечения заполнения раствором не более 75–80 % для обеспечения влажности бурового шлама не более 30 %.

При необходимости для обеспечения снижения площади заполнения вибросит раствором до 75–80 % производится уменьшение производительности буровых насосов до расчетных значений с учетом обеспечения качественной промывки скважины на основании расчетом, указанных в п.4.2.

По получении отрицательного результата в части обеспечения требуемой влажности бурового шлама (не более 30 %) составить комиссионный акт с отбором проб бурового шлама для исследований в «СургутНИПИнефть».

5.5 При подборе режима работы вибросит (размер ячеек, угол наклона деки, производительность бурового насоса, скорость проходки, условная вязкость бурового раствора на выходе из скважины) производить замер плотности бурового раствора до и после вибросит, влажности бурового шлама на выходе по каждому виброситу.

5.6 Смена режима работы вибросит (размер кассет, угол наклона деки) при переходе к бурению следующего интервала согласно поинтервальной опорной карте проводится с учетом расчетной скорости выноса шлама при текущей производительности насосов и скорости проходки.

5.7 Оптимальным будет считаться режим работы вибросит и режим бурения, при котором будет достигаться эффективная очистка (установлены кассеты с минимально допустимым размером ячеек) и минимальная влажность удаляемого бурового шлама. Подбор режима работы вибросит производится поинтервально.

5.8 Оптимизация II ступени очистки проводится после оптимизации I ступени очистки (вибросит) и (при необходимости) корректировки режимов бурения в интервале.

При подборе режима работы второй ступени очистки необходимо контролировать давление на входе гидроциклон, диаметр насадок гидроциклона, плотность и влажность пульпы, характер ее выгрузки из гидроциклона, скорость выхода пульпы, плотность бурового раствора до и после гидроциклона, влажность шлама после осушающего вибросита (не более 30 %).

5.9 Параметром оптимизации второй ступени очистки является эффективность очистки бурового раствора (разность плотностей до и после гидроциклона), плотность и влажность пульпы.

Для этого необходимо обеспечить давление на входе в гидроциклон согласно паспортных характеристик и НТД (2,5–3,5 атм). Если давление превышает 3,5 атм, производить разгрузку с помощью байпасной линии путем регулировки положения задвижки (при наличии). Если давление меньше 2,5 атм, произвести ревизию питающего шламового насоса и нагнетательной линии.

5.10 При уменьшении плотности пульпы на выходе из гидроциклона менее 1 600 кг/м³ проверить диаметр насадок, произвести смену насадок на насадки меньшего диаметра.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
6

При уменьшении скорости выхода пульпы произвести ревизию насадок гидроциклона, при необходимости произвести замену на насадки большего диаметра при условии выполнения требований к плотности пульпы.

5.11 Определение необходимости включения и оптимизации работы III и IV ступени ОСОБР в каждом интервале бурения согласно поинтервальной опорной карте проводится после достижения заданных параметров работы I и II ступеней очистки в данном интервале.

5.12 Эффективность работы третьей ступени очистки контролируется аналогично второй ступени (пп.5.10–5.12) с учетом требований к плотности пульпы илоотделителя не менее 1 400 кг/м³.

5.13 При работе четвертой ступени очистки необходимо контролировать плотность бурового раствора до и после центрифуги, расход жидкости на выходе из центрифуги, влажность кека (не более 30 %).

При снижении эффективности очистки раствора (разности плотностей на входе и на выходе менее 60 кг/м³) произвести ревизию центрифуги, при необходимости выполнить технологическую промывку центрифуги. Ответственные по пп.5.2–5.13: ИТР бригады бурения совместно со специалистами «СургутНИПИнефть».

5.14 После проведения оптимизации каждой ступени очистки произвести определение основных параметров работы каждой ступени очистки с фиксацией данных в таблице (приложение В). Ответственные: специалисты «СургутНИПИнефть».

5.15 В процессе строительства скважин вести постоянной контроль:
- технологических параметров бурового раствора (перечень технологических параметров и периодичность замера согласно СТО 103);
- расхода технической воды на приготовление и пополнение объема бурового раствора;
- расхода химических реагентов на приготовление и дообработку объема бурового раствора, концентрации химических реагентов в составе бурового раствора;
- эффективность работы ОСОБР. Замер плотности не реже 1 раза в 4 часа и влажности бурового шлама, кека, пульпы после каждой ступени очистки не реже 1 раза в 12 часов;

Ответственные по пп.5.5, 5.15: инженер службы буровых растворов УБР совместно со специалистом «СургутНИПИнефть».

5.16 При выявлении отклонений режимов бурения и параметров бурового раствора, работоспособности ОСОБР от требований проектной и нормативной документации на бурение скважины прекратить дальнейшее углубление скважины до устранения нарушений.

После устранения нарушений запросить разрешение на дальнейшее углубление скважины в службе сопровождения строительства скважин управления по бурению ПАО «Сургутнефтегаз». Ответственный: главный инженер УБР.

5.17 В каждом интервале, определенном поинтервальной опорной картой, но не реже одного раза в сутки, производить отбор проб бурового раствора (до и после каждой ступени ОСОБР), пульпы и шлама в процессе углубления скважины согласно приложению Г.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В
7

Отобранные пробы доставляются в НИО сопровождения строительства скважин «СургутНИПИнефть» для проведения лабораторных исследований. Ответственные: специалисты «СургутНИПИнефть».

5.18 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.

6 Порядок проведения лабораторных исследований

6.1 Лабораторные исследования отобранных проб производятся в три этапа:

- замер технологических параметров бурового раствора на соответствие параметрам, указанным в рабочем проекте;
- гранулометрический анализ;
- анализ влажности (в условиях буровой ретортным методом, в условиях лаборатории «СургутНИПИнефть» с помощью влагоанализатора).

6.2 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).

6.3 Анализ влажности проб проводится на галогенном анализаторе влажности HG-53.

7 Оформление результатов

7.1 Копии результатов исследований ИЭВЦ по определению на соответствия бурового шлама паспорту отхода представляются в «СургутНИПИнефть» для подготовки сводного отчета.

7.2 Результаты контроля, определения и оптимизации эффективности работы ОСОБР оформляются в виде отчета «СургутНИПИнефть» в течение 10 рабочих дней с момента окончания работ с выдачей рекомендаций по эффективной работе ОСОБР.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

23901-ПОВОС.ТЧ

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

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

23901-ПОВОС.ТЧ					
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	Значение
1	Объем бурового раствора, м ³		120
2	Бентопорошок	кг	2400
3	Гипан	кг	84

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
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/м ³	УВ, с	pH	Ф, см ³ /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/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
1	Объем бурового раствора, м ³	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
------	---------	------	--------	-------	------

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	Φ , 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
------	---------	------	--------	-------	------

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г.12

№ п/п	Наименование реагента	Индивидуальный рабочий проект		Фактический расход	
		расход, кг	концентрация, кг/м³	расход, кг	концентрация, кг/м³
5	Смазочная добавка	По необходимости		925	2,5
6	Карбонат кальция средней фракции и крупной фракции	Расчетное количество (концентрация не менее 50 кг/м³)		12000	32,9
Дополнительные реагенты (по необходимости)					
7	БСР-С	По необходимости		75	0,2
8	НТФ	105,75	0,25		-
9	Сода каустическая	54,99	0,13		-
10	Сода кальцинированная	76,14	0,18	62,5	0,17
11	Сода пищевая	105,75	0,25	25	0,07
12	Бактерицид	63,45	0,15	-	-
13	Пенегаситель	63,45	0,15	-	-
14	Полианионная целлюлоза НВ	380,7	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 0,09 %, для поддержания фильтрационных характеристик.

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

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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	

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.

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

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

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
------	---------	------	--------	-------	------

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 ₈₋₉
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

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/м³	расход, кг	концентрация, кг/м³
1	Объем бурового раствора, м³	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/м³	T, с	Ф, см³/30 мин	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Tф, %	МВТ, кг/м³
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-ПОВОС.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 вибростит 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 шала, 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/м ³	расход, кг	концентрация, кг/м ³
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-ПОВОС.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 вибросита, 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 вибросит отмечается отсутствие горизонтальности полиуретановых прокладок сеток, что приводит к появлению зазоров между сеткой и виброрамой, отсутствию фиксации и повышенному износу сеток. Амплитуда вибраций – вибросито (зав.№136) - 4,2 мм, вибросито (зав.№073) – 4,2 мм, вибросито (зав.№132) – 5,0 мм. Также на вибросите (зав.№136) отсутствует герметичность заслонки приемного короба. Отсутствуют фартуки на подвижных деках вибросит (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.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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, c	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		
23901-ПОВОС.ТЧ										Лист
										165

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-ПОВОС.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 50°. Вибросито ZS/Z4 (зав.№16015) – амплитуда колебания 4 мм, угол 50°.

- 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-ПОВОС.ТЧ
									168

**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
335 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

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

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

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	Ф, см ³ /30 мин	ПВ, сПа	ДНС, дПа	СНС, дПа	pH	Тф, %	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-ПОВОС.ТЧ

Лист
172

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
------	---------	------	--------	-------	------

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
------	---------	------	--------	-------	------

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			23901-ПОВОС.ТЧ						
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 №13523 Федоровское месторождение				БУ 3200 скважина №3443 Вачимское месторождение				БУ 3000 скважина №4325 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	-	-	-	-	-	35	18	-	29	35	38	-	36
400	31	40	36	-	37	30	-	-	-	43	24	-	-	-	-	-	31	17	-	22	35	24	-	36
700	35	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	35	60	84	-	42	29	30	35	30	-	34	36	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	38	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 %																								

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	23901-ПОВОС.ТЧ	Лист 176
------	---------	------	--------	-------	------	----------------	-------------

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 % (Н.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) (Н.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) (Н.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	$V_{фр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{фр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{фр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{фр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{фр}$ м ³	удалено, м ³	$V_{m+V_{гр}}$ м ³	$V_{фр}$ 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	11,1	12,6	14,9	0,0	14,9
1350	17,4	7,4	10	17,4	3,7	13,7	16,7	3,2	13,5	16,1	-2,2	18,3	16,1	11,1	4,9	17,4	0,5	16,9
1700	17,4	6,2	11,2	17,4	12,6	4,8	16,7	10,6	6,1	16,1	7,2	8,8	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	4,8	10,8	16,1	3,5	12,5	16,1	1,7	14,4	14,7	7,7	7,0
2400	18,2	4,8	13,4	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
2850	25,1	11	14,1	21,6	5,3	16,3	20,1	9,9	10,2	0	3,4	-3,4	22,4	20,6	1,8	21,2	22,3	-1,0
Всего	191,6	41,2	150,4	179,7	35,7	144	176,5	48,7	127,8	145,4	31,1	114,3	167,9	48,2	119,7	180,1	42,5	137,5
$K_{эфф}$	78,50%			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-ПОВОС.ТЧ

Лист

179