

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

Проектная документация

**Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами**

**Часть 4 Требования к обеспечению безопасной эксплуатации
объектов капитального строительства**

Книга 1 Строительство скважин

2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1

Том 10.4.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в городе Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных
федеральными законами

Часть 4 Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов
капитального строительства

Книга 1 Строительство скважин

2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1

Том 10.4.1

Заместитель директора филиала по научной
работе в области строительства скважин
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

А.А. Предеин
« » _____ 2022 г.

Начальник Управления проектирования
строительства скважин филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

Д.С. Лопарев
« » _____ 2022 г.

Главный инженер проекта
отдела разработки рабочих проектов
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

П.Н. Кустов
« » _____ 2022 г.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

ИНР	№ полт	Подп. и дата	Взам инр
-----	--------	--------------	----------

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС5-PD-SP

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №						
							2021/354/ДС5--SP		
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
	Разработал	Тепляков				07.2022	Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Топчиенко				07.2022	П	1	1
	Н.контр.	Топчиенко				07.2022	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» илиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПнефть в г.Перми		
							СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ		

Оглавление

1	Основание для разработки проектной документации.	5
2	Перечень зданий и сооружений	7
2.1	Объект капитального строительства.	7
2.2	Технологические здания, блоки буровой установки и бытовые помещения, выполненные во временном исполнении.	7
2.3	Требования к буровым установкам, техническим устройствам, инструменту.	10
2.4	Требование безопасности при бурении скважины.	13
3	Характеристика объекта капитального строительства.....	14
3.1	Технологические здания и сооружения	14
3.2	Автомобильные дороги	22
4	Перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства.	23
4.1	Проектные решения по обеспечению безопасной эксплуатации объекта.	23
4.2	Основные проектные решения, направленные на уменьшение риска аварий (НГВП).	28
4.3	Решения по обеспечению пожарной безопасности	29
4.4	Решения по обеспечению газовой безопасности.	33
4.5	Противофонтанные мероприятия	35
4.6	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации скважин.	40
4.7	Методы инструментального контроля за качеством сооружений.	44
4.9	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации автомобильных дорог.....	51
4.10	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемых систем связи для сбора и передачи информации, охранной и пожарной сигнализации.	52
5	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.....	54
	Таблица регистрации изменений.....	56

Взам. инв. №						Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН			
	Подп. и дата														
Инв. № подл.							Разработал	Крапивина				08..2022	Том 10.4.1 Часть 4 Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства Книга 1 Строительство скважин ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист
						Проверил	Кустов				08..2022	П		1	57
						Н.контр.	Крапивина				08..2022	ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми			

1 Основание для разработки проектной документации.

Основанием для разработки проектной документации является:

1. Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В.А. Яценко, 2021 г.

При разработке проектной документации использовались отчеты инженерных изысканий «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», выполненные по договору №21z2100/2021/354/ДС5-0002 ООО НПП «Изыскатель». Свидетельство №0110.2-2012-5911007497-И-013 о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства выдано ООО НПП «Изыскатель» 18 декабря 2012 года НП «СРО «ЛИГА ИЗЫСКАТЕЛЕЙ»:

-Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1.1, 2021/354/ДС5-ИГДИ-Г, Часть 1. Текстовая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1.2, 2021/354/ДС5-ИГДИ-Г, Часть 2. Графическая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2.1, 2021/354/ДС5-ИГИ1, Часть 1. Текстовая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2.2, 2021/354/ДС5-ИГИ2, Часть 2. Графическая часть, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий. Том 3, 2021/354/ДС5-ИГМИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий. Том 4, 2021/354/ДС5-ИЭИ, 2022г.

-Технический отчет по результатам поиска и разведки подземных вод для целей водоснабжения Том 5, 2021/354/ДС5-ПРПВ, 2022г.

Проектная документация выполнена на строительство 5 наклонно-направленных скважин малого диаметра на существующих кустовых площадках №5а и 14 Бугровского месторождения в соответствии со следующими документами:

1. «Дополнение к технологическому проекту разработки Бугровского нефтяного месторождения Пермского края», утв. Протоколом ЦКР Роснедр по УВС № 514 от 21.12.2021 г.

2. Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

3. Лицензия ПЕМ № 12412 НЭ от 31.05.2004 г. (сроком до 31.12.2039 г.) на разработку и лицензия ПЕМ № 12417 НР от 31.05.2004 г. (сроком до 01.12.2102 г.) выдана ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на геологическое изучение, разведку и добычу.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

государственного надзора и заинтересованными организациями, и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Назначение проектируемых сооружений – добыча сырой нефти.

Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность:

-участок ведения буровых работ – Бугровское месторождение;

-фонд скважин – 5 шт.;

-система промысловых трубопроводов отсутствует;

объекты инженерного обеспечения:

-источником технического водоснабжения на период бурения скважин является водозаборная скважина.

-источник электроснабжения:

–на период СМР – АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная);

–на время бурения и крепления скважины:

Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора)

Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов)

Электроснабжение дополнительного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаяк ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»;

АД-200-1 шт. (резервная).

–на период испытания:

Электроснабжение дополнительного и вспомогательного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаяк ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»

АР-32/40,

АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3);

АД-200-1 шт. (резервная).

Принадлежность к опасным производственным объектам:

-по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту «Об утверждении требований к ведению государственного реестра опасных производственных объектов в части присвоения наименований опасным производственным объектам для целей регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов»; (приказ №168 от 07.04.2011г, утвержденный Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору);

-по градостроительному кодексу ст.48.1 п.11в.

Мероприятия по пожарной безопасности описаны в Томе 8.1. Помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют. Уровень ответственности – повышенный.

Сведения о наличии опасных природных и техноприродных процессов:

Естественная поверхность в районе работ частично подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации Павловского нефтяного месторождения. При проектировании трассы нефтепровода

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

учитывались нормативы пересечения естественных преград (угол близкий к 90°) и коридора коммуникаций (угол не менее 60°).

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить подтопление.

2 Перечень зданий и сооружений

2.1 Объект капитального строительства.

Объектом капитального строительства является скважина.

Выбранная конструкция скважины обеспечивает надежность, технологичность и безопасность при эксплуатации объекта:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивного горизонта в процессе эксплуатации за счет выбранного оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

- применения эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и методов повышения нефтеотдачи пластов;

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства буровых работ и эксплуатации скважины;

- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

- условия охраны недр и окружающей среды за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.

2.2 Технологические здания, блоки буровой установки и бытовые помещения, выполненные во временном исполнении.

Наземное оборудование необходимое для строительства скважины (бурения) не являются объектом капитального строительства, а относятся к временным сооружениям и по окончании строительства скважины демонтируются на другой объект.

Буровая установка АРБ-100 выбрана в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII. Возможно применение других буровых установок, отвечающих требованиям по минимально необходимой грузоподъемности [3, п.315]. Используемое оборудование является серийным и поставляется заводами-изготовителями по техническим условиям, согласованным в установленном порядке с соответствующими контролирующими органами.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
								5
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Заказчик при выборе подрядчика по тендеру для строительства скважин по данной проектной документации обязан выполнить следующие условия: грузоподъемность буровой установки согласно [3, п.315], буровая установка должна быть сертифицирована, т.е. иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение буровой установки.

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за № 61888), глава XVII, п.315 необходимо соблюдение следующих условий:

1. Нагрузка на крюке от максимальной расчётной массы бурильной колонны не должна превышать 0,6 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

2. Нагрузка на крюке от наибольшей расчётной массы обсадной колонны не должна превышать 0,9 параметра «Допускаемая нагрузка на крюке».

Максимальная расчётная масса бурильной колонны при бурении под хвостовик диаметром 114мм при забое 1857м составляет 49,1 т. Для бурильной колонны массой 49,1 т минимально необходимая грузоподъемность БУ составит: $49,1 \div 0,6 = 81,8$ т.

С учетом наличия буровых установок у Подрядчика выбирается буровая установка АРБ-100 с грузоподъемностью 100 т.

$100 \times 0,6 = 60$ т – максимально допустимая масса бурильной колонны для БУ, грузоподъемностью 100т.

Расчётная величина $81,8 \text{ т} < 60 \text{ т}$.

Максимальная расчётная масса самой тяжёлой обсадной колонны 168мм составляет 40,3 т.

$100 \times 0,9 = 90$ т – максимально допустимая масса обсадной колонны.

Расчётная величина $40,3 < 90 \text{ т}$.

Данная буровая установка соответствует требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888), по грузоподъемности.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
								6
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Таблица 2.1– Техническая характеристика буровой установки АРБ-100

Наименование	Величина
Допускаемая нагрузка на крюке, кН (тс)	981 (100)
Привод механизмов	Двигатель шасси ЯМЗ-8424.10 мощностью 345,5 кВт (470 лс).
Лебедка буровая:	
- тяговое усилие на буровом барабане, кН (тс)	137 (14)
- скорость подъема талевого блока, м/с	0,15...1,5
Лебедка тартальная:	
- тяговое усилие на тартальном барабане, кН (тс)	68,7 (7)
- скорость подъема тартального каната, наибольшая, м/с	10
- канатоемкость тартального барабана, м	2000 (15 мм)...2500 (13 мм)
Вышка:	Телескопическая, двухсекционная, наклонная с открытой передней гранью
- расстояние от земли до оси кронблока, мм	30000
- длина поднимаемой свечи, мм	16000-18000
Емкость магазинов полатей верхового рабочего:	
- бурильных труб 114 и 127 мм, погонная длина, м	2500
- НКТ и бурильных труб 73 и 89 мм, погонная длина, м	5000
Талевая система:	С устройством перепуска талевого каната
- оснастка	4 x 5
- диаметр талевого каната, мм	25
Гидросистема рабочая/монтажная:	
- тип и модель насоса	Аксиально-поршневой 3102.112 2 шт./НШ-50М4
- номинальное давление, Мпа (атм.)	20 (200) / 16 (160)
- номинальная подача, л/мин	370 / 50
Аварийный электропривод:	
- мощность электродвигателя, кВт	30
- скорость подъема крюкоблока при максимальной допускаемой нагрузке, м/мин	0,5
- наибольшая скорость подъема крюкоблока, м/мин	1,5
Габаритные размеры подъемного блока (трансп.), мм	2000 x 3200 x 4500
Масса в транспортном положении, кг:	50000

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							7

2.3 Требования к буровым установкам, техническим устройствам, инструменту.

Буровое оборудование должно отвечать требованиям государственных стандартов и Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888).

Буровая установка должна быть укомплектована (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за №61888)., глава XVII, п.320:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;
- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;
- блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

- станцией (приборами) контроля параметров бурения (тип станции устанавливается заказчиком);

- приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2 м, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

- допускается увеличение высоты укладки труб до 3м при обеспечении устойчивости стеллажа и уложенных на нем труб в соответствии с техническими решениями, предусмотренными проектно-конструкторской документацией буровой установки;

- оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;

- устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

- успокоителем ходового конца талевого каната;

- системами обогрева рабочих мест;

- блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

- приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

- системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;

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

- градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

Таблица 2.3.1 – Средства механизации и автоматизации

№№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	Гидравлический подвесной ключ	КГП	ТУ 26-02-842-79
2	Гидравлический раскрепитель	ГРС	ТУ 26-02-820-78
3	Дистанционное управление превентором	ДУП	ГОСТ 13862-90
4	Механизм для крепления и перепуска неподвижного конца талевого каната	ПНК–20Бр	ТУ 39-01-245-76
5	Успокоитель талевого каната	УТК	ТУ 39-5-350-75
6	Ограничитель подъема крюкоблока	ОТБ	ТУ 39-01-05-502-79
7	Аварийное освещение	АО	ТУ 16-535.389-82
8	Автоматический регулятор давления в пневмосистеме	АРДП	ТУ 26-02-859-79
9	Компрессор для подкачки компенсаторов	ПК-3,5А.У2	ТУ 33-38-1252-88
10	Подсвечник с подогревом	ПП	ТУ 41-01-350-78
11	Механизм выдвигания секции		
12	Пневмоклиновый захват	ПКР-560	ТУ 26-02-4-75
13	Вспомогательная гидроприводная лебедка грузоподъемностью до 3т	ВЛ-4,5	ТУ 26-02-859-79

Примечание. В зависимости от комплектации буровой установки возможны изменения средств механизации и автоматизации.

Заземление средств автоматизации

Заземление средств автоматизации выполняют согласно ПУЭ, п.12.2.4 ГОСТ Р 51330.13-2002

Во взрывоопасных зонах любого класса подлежат занулению (заземлению):

а) электроустановки при всех напряжениях переменного и постоянного тока;

б) электрооборудование, установленное на зануленных (заземленных) металлических конструкциях, которые в соответствии с 1.7.48 ПУЭ, п.1 в невзрывоопасных зонах разрешается не занулять (не заземлять). Это требование не относится к электрооборудованию, установленному внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

В качестве нулевых защитных (заземляющих) проводников должны быть использованы проводники, специально предназначенные для этой цели.

Заземление искробезопасных электрических цепей

Искробезопасные электрические цепи могут быть изолированными от земли, или соединены в одной точке с системой уравнивания потенциалов, если она существует в зоне, в которой расположены искробезопасные электрические

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.

цепи, и если это предусмотрено технической документацией на электрооборудование.

Метод монтажа должен быть выбран с учетом функциональных требований к цепям и в соответствии с инструкциями изготовителя.

Допускается наличие нескольких точек заземления цепи при условии, что она гальванически разделена на участки, каждый из которых имеет лишь одну точку заземления.

В изолированных от земли искробезопасных электрических цепях следует обращать внимание на опасность электростатических зарядов. Соединение с землей через резистор с сопротивлением 0,2-1 МОм, например для снятия электростатических зарядов, не считают заземлением.

Искробезопасные электрические цепи должны быть заземлены, если это необходимо по соображениям безопасности, например в электроустановках с барьерами безопасности без гальванического разделения. Они могут быть заземлены в случае функциональной необходимости, например в цепи со сварными термopарами. Если искробезопасное электрооборудование не выдерживает испытание на электрическую прочность напряжением не менее 500 В относительно земли согласно ГОСТ 30852.10, оно должно быть заземлено.

В искробезопасных электрических цепях заземляющие зажимы барьеров безопасности без гальванического разделения должны быть:

1) соединены с системой уравнивания потенциалов самым коротким доступным путем, или

2) только для TN-S систем, соединены с точкой заземления способом, который гарантирует, что полное сопротивление между точками соединения и заземления основной системы питания не более 1 Ом. Это может быть достигнуто соединением с шиной заземления внутри выключателя или использованием отдельных заземляющих стержней. Используемый проводник должен быть изолирован, чтобы предотвратить попадание токов короткого замыкания, которые могли бы протекать в металлических конструкциях, с которыми он может соприкоснуться (например, корпус панели управления). Он должен также иметь механическую защиту в местах, где высок риск его повреждения.

Поперечное сечение заземляющего проводника должно представлять собой:

- либо не менее чем два независимых провода, каждый из которых способен пропускать максимальный возможный номинальный длительный ток и обладать проводимостью, соответствующей проводимости медного проводника с сечением не менее 1,5 мм;

- либо не менее чем один провод, проводимость которого соответствует проводимости проводника, выполненного из меди, сечением менее 4 мм.

Если заземление не способно пропустить предполагаемый ток короткого замыкания системы питания, соединенной с входными зажимами барьера, то площадь поперечного сечения проводника должна быть соответственно увеличена или должны быть использованы дополнительные провода.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							10

2.4 Требование безопасности при бурении скважины.

Согласно с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», от 15.12.2020г., приказ №534, глава XVIII, п.359 в процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:

-вес на крюке с регистрацией на диаграмме или регистрацией электронными средствами хранения информации;

-плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале или регистрацией электронными средствами хранения информации;

-расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;

-температура бурового раствора на выходе из скважины;

-давление на манифольде буровых насосов;

-давление на буровом штуцере (при бурении с контролем обратного давления);

-уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведения спуско-подъемных операций;

-крутящий момент на роторе при роторном способе бурения.

Показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величина крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, уровень раствора в приемных емкостях должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами хранения информации. В соответствии с Приказом Ростехнадзора от 12.01.2015 № 1 с 01.01.2017 обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачу в Ростехнадзор.

Таблица 2.4.1 – Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также вид, тип, шифр и т.д.	Число, шт.
1	Индикатор веса ИВЭ-85, ГИВ-6	1
2	Манометры гидравлические	16
3	Рулетка 0-20 м	1
4	Кронциркуль и штангенциркуль	по 3
5	Мерные скобы для контроля диаметров труб	2
6	Полевая лаборатория для контроля за параметрами бурового и тампонажного растворов	1
7	Станция контроля и управления процессом цементирования-СКЦ	1
8	Станция контроля параметров бурения (ГТИ)*	1

Примечание. *Тип станции определяет подрядчик. Возможны изменения в зависимости от типа буровой установки.

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							11

3 Характеристика объекта капитального строительства

3.1 Технологические здания и сооружения

3.1.1 Эксплуатационные скважины

Эксплуатационные скважины относятся к технологическим сооружениям.

Для защиты недр от загрязнения, предотвращения перетоков пластовых вод, ствол скважины укрепляется путем выбора соответствующей конструкции на основании имеющихся геологических данных и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за №61888). Представленные, конструкции скважин принимаются для всех проектируемых скважин, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г за №61888), главы XV; XIV. Отклонение длины обсадных колонн, предусмотренных в проекте, не превышает 400м. Все проектируемые скважины расположены на одной площадке с единым геолого-литологическим разрезом, бурятся на один проектный горизонт, имеют одинаковый типоразмер обсадных труб и количество обсадных колонн. Глубина спуска эксплуатационной колонны уточняется по данным ГИС и определяется геологической службой.

Конструкция скважин приведена в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 – Конструкция скважин

Название колонны	Диаметр×толщи на стенки колонны, мм (диаметр долота, мм)	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Башкирский ярус (C_{2b})					
Направление*	323,9×9,5 (420,0)	0	10	0	10
Кондуктор	244,5×7,92 (295,3)	0	85	0	85
Эксплуатационная колонна	168,3×7,32 (215,9)	0	580	0	603
Эксплуатационный хвостовик	114,3×6,4 (149,2)	511	1292	528	1372

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							12

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6
Турнейский ярус (C1t)					
Направление*	323,9×9,5 (420,0)	0	10	0	10
Кондуктор	244,5×7,92 (295,3)	0	85	0	85
Эксплуатационная колонна	168,3×7,32 (220,7)	0	1134	0	1343
Эксплуатационный хвостовик	114,3×6,4 (149,2)	1071	1615	1268	1857

Примечание.

1. *Приведено справочно. Применяется только на скважинах, где по результатам инженерных изысканий (поиск воды) в верхней части разреза присутствуют неустойчивые породы (пластичная глина, галечник, водоносный горизонт-верховодка). Бурение до спуска кондуктора производить с применением шламового насоса. Направление обустройства при подготовительных работах к бурению со станка БА-15.

2. Глубина спуска кондуктора может быть изменена в зависимости от распространения интервалов зон поглощения и по результатам бурения первой скважины в кусте.

3. Глубина спуска эксплуатационной колонны и хвостовика корректируется в зависимости от фактического профиля ствола скважины и данным геофизики и определяется службой Заказчика.

Направления спускают для перекрытия неустойчивых четвертичных отложений, предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор, разобщения и предупреждения загрязнения водоносных горизонтов, изоляции зон поглощений.

Кондуктор – спускают для перекрытия верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции пресных водоносных горизонтов от загрязнения.

Эксплуатационная колонна спускается для разобщения вышележащих зон геологического разреза, изоляции зон возможных поглощений, предотвращения гидроразрыва пород при нефтегазопроявлениях и установки противовыбросового оборудования.

Эксплуатационный хвостовик спускается для разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других флюидосодержащих горизонтов, извлечения нефти на поверхность.

3.1.2 Блоки буровой установки и бытовые помещения.

К технологическим зданиям относятся блоки буровой установки и бытовые помещения, выполненные во временном исполнении.

1. Электрокотельная установка «Гейзер-600АМБ»- теплоснабжение.

Теплоснабжение скважины проектируется от электрокотельной установки «Гейзер-600АМБ», предназначенной для обеспечения технологическим паром буровой установки, обогрева механизмов в зимнее время. Электрокотельная установка (Парогенератор «Гейзер-600АМБ») размещается в специальном контейнере, имеющем отдельный отсек с трансформатором ТМБ-630,

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							13

поставляется единым транспортабельным блоком в полной заводской готовности, оборудована системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав блока. Установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ»), обеспечивающая рабочее давление насыщенного пара 0,2 МПа и температуру пара около 130⁰С. Установка производит технологический пар методом нагревания воды в испарителях электродного типа. Установка, состоящая из 4 испарителей типа УИМ-150/130, имеет производительность пара 600кг/час. Потребляемая мощность составляет 450КВт, температура пара на выходе 130⁰С. Схема обвязки установки «Гейзер-600АБМ», предназначенная для отопления буровой установки. Возврат конденсата не предусматривается, так как запроектированные сооружения являются временными на период строительства скважин и работают не полный отопительный сезон.

Пар от парогенератора по площадке до блоков подается по наземному паропроводу Ø114x5 мм. В блоках паропровод проводится до потребителей по паропроводу диаметром 89x5,0мм и присоединяется к потребителю с помощью фланцевых соединений. Паропровод выполнить из труб электросварных ГОСТ 10704-91*/ГОСТ 10705-80*. Рекомендуемый тип теплоизоляции паропровода – теплоизоляционный материал «K-Flex»-Solar НТ толщиной 32 мм с покрытием оцинкованной сталью толщиной 0,55мм. Покрытие обеспечивает защиту от воздействия ультрафиолетового излучения и механических повреждений. Класс пожарной безопасности теплоизоляции Г1 по ГОСТ 30244-94. Перед нанесением тепловой изоляции поверхность трубопроводов покрыть антикоррозийным покрытием в соответствии с СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Антикоррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Обогрев оборудования, находящихся на площадке буровой осуществляется парогенератором «Гейзер-600АБМ» с целью поддержания плюсовой температуры (10-15 градусов по Цельсию) масла, смазки, движущихся частей механизмов оборудования для нахождения оборудования в работоспособном состоянии.

Обогрев технологических емкостей осуществляется с целью поддержания температуры воды на уровне не превышающем +8 °С и производится паром от парогенератора «Гейзер-600АБМ», который циркулирует по змеевикам расположенным внутри емкостей.

Обогрев блока ГСМ не предусматривается, так как в процессе строительства используется топливо соответствующее сезону года.

Температура воздуха в холодный период года в закрытых блоках буровой установки должна составлять +5 - +7⁰С.

Бытовые помещения (вагон-дома) выполнены в соответствии с ТУ и укомплектованы системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 Квт., и системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

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

						2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН		Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			14

Станция геолого-технологических исследований (партия ГТИ) – вагон-дом выполнен в соответствии с ТУ (заводской комплектации) и укомплектован системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт, и системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно-вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров

Потребляемая тепловая нагрузка для производственных целей не превышает мощности парогенератора электрического «Гейзер 600 АМБ».

Техническая характеристика парогенератора «Гейзер 600 АМБ»

Наименование характеристик, размерность	Значение
1. Номинальная потребляемая мощность. кВт	450
2. Температура пара на выходе, °С	130
3. Рабочее давление пара, МПа	0,2
4. Номинальная паропроизводительность, кг/час	600
5. Тип испарителей	УИМ-150/130
6. Номинальный ток каждого испарителя, Ампер	125
7. Максимальный ток каждого испарителя. Ампер	200
8. Количество испарителей	4

3.1.3. Мобильные дизельные электростанции - электроснабжение

Мобильные дизельные электростанции устанавливаются на одноосные прицепы, транспортируются автомобилем (двигатель ЯМЗ-238М2/ или на двигатель ММЗ Д-266.4). Исполнение под капотом, с подогревателем, генератор ГС-200, двигатель ЯМЗ-238М2.

Энергоснабжение буровой предусматривается:

–*на период СМР* – АД-200-2 шт. (1-рабочая, 1-резервная);

–*на время бурения и крепления скважины:*

Двигатель ЯМЗ-8424.10 (привод буровой лебедки и ротора)

Caterpillar – С-18 (привод буровых насосов)

Электроснабжение дополнительного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаек ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»;

АД-200-1 шт. (резервная).

–*на период испытания:*

Электроснабжение дополнительного и вспомогательного оборудования:

Кусты №№ 14, 5а от отпаек ВЛ-6кВ фидера №09 ПС 110/6кВ «Опалиха»АР-32/40,

АР-32/40 (Двигатель ЯМЗ-236НЕ2.3);

АД-200-1 шт. (резервная).

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 3.1.2– Установленная мощность электрооборудования
АРБ-100

Наименование оборудования	Шифр	Количество, шт	Мощность, кВт
Компрессор	КСЭ-6	1	55
Привод лебедки	ЯМЗ-8424.10	1	345,5
Привод ротора	ЯМЗ-8424.10	1	345,5
Привод насосов	Caterpillar –С-18	2	520
Насосы подпорные	6Ш-8	3	18
Перемешиватель		8	18
Глиномешалка	МГ-2-4	1	18
Кран	8КП-2	1	5
Вибросито	Derric или Swaco	2	5
Гидроциклон	ПГ-300	1	18
Шламовый насос	ВШН-150	1	18
Освещение	буровая	1	10
Бытовые нужды	поселок	1	60

При сбое в основной системе электроснабжения будет введена резервная мощность энергоблоков и АД, что удовлетворит полную потребность объекта в электроэнергии, обеспечит безопасность персонала, и работу защитных устройств оборудования.

Оборудование устьев эксплуатационных скважин заземлено путем присоединения к обсадным колоннам. Все опоры ВЛ 6 кВ заземляются.

3.1.4. Отопление и вентиляция

Отопление и вентиляция проектируемых помещений должно соответствовать требованиям ВНТП 01/87/04, СП 60.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003).

Системы обогрева рабочих мест и вентиляции входят в состав буровой установки (БУ) и в комплектацию бытовых помещений (вагон – домов), а именно:

- Вышечный и лебедочный блоки буровой установки АРБ-100 - укомплектованы системой обогрева оборудования (подсвечника, превентора) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130⁰С. Блок устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование пространства.

- Лебедочный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (коробки переменных передач, редуктор и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							16

теплоносителя не более +130⁰С. Блок оборудован дверями (2шт.) и окнами (4-шт) для обеспечения естественного вентилирования пространства.

- Насосный блок - укомплектован системой обогрева оборудования (буровые насосы, мерные емкости и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130⁰С. Блок оборудован системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Блок очистки - укомплектован системой обогрева оборудования (вибросита, гидроциклоны и др.) при помощи пара, производимого котельной установкой. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией БУ. Обогрев рабочих мест (постов) осуществляется при помощи паровых батарей, пар в которые поступает от котельной, температура теплоносителя не более +130⁰С. Блок оборудован системой вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией.

- Тиристорный блок – представлен в блочном исполнении полной заводской готовности, оборудован системой приточно-вытяжной вентиляции и системой обогрева при помощи электрических масляных радиаторов.

- Компрессорный блок – представлен в блочном исполнении. Отопление в блоке не предусмотрено конструкцией. Обогрев рабочих мест осуществляется теплом, выделяющимся от работающего оборудования. Блок оборудован окном для обеспечения естественного вентилирования пространства.

- Для вспомогательных блоков буровой установки и складов (хим. реагентов и оборудования), которые не являются постоянным местом работы для персонала системы отопления конструкцией БУ не предусмотрено, вентиляция осуществляется естественным образом.

- Бытовые помещения (вагон-дома) выполнены в соответствии с ТУ и укомплектованы системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт., и системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

- Электрокотельная установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ») размещается в специальном контейнере, имеющем отдельный отсек с трансформатором ТМБ-630, поставляется единым транспортабельным блоком в полной заводской готовности, оборудована системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав блока. Установка (Парогенератор «Гейзер-600АБМ»), обеспечивающая рабочее давление насыщенного пара 0,2 МПа и температуру пара около 130⁰С. Установка производит технологический пар методом нагревания воды в испарителях электродного типа. Установка, состоящая из 4 испарителей типа УИМ-150/130, имеет производительность пара 600кг/час. Потребляемая мощность составляет 450КВт, температура пара на выходе 130⁰С. Схема обвязки установки «Гейзер-600АБМ», предназначенная для отопления буровой установки. Возврат конденсата не

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

предусматривается, так как запроектированные сооружения являются временными на период строительства скважин и работают не полный отопительный сезон.

Пар от парогенератора по площадке до блоков подается по наземному паропроводу диаметром 100мм. Паропровод имеет утепление по всей длине. В блоках паропровод проводится до потребителей по паропроводу диаметром 50мм и присоединяется к потребителю с помощью фланцевых соединений.

Обогрев оборудования, находящихся на площадке буровой осуществляется парогенератором «Гейзер-600АБМ» с целью поддержания плюсовой температуры (10-15 градусов по Цельсию) масла, смазки, движущихся частей механизмов оборудования для нахождения оборудования в работоспособном состоянии.

Обогрев технологических емкостей осуществляется с целью поддержания температуры воды на уровне, не превышающем +8 °С и производится паром от парогенератора «Гейзер-600АБМ», который циркулирует по змеевикам, расположенным внутри емкостей.

Обогрев блока ГСМ не предусматривается, так как в процессе строительства используется топливо, соответствующее сезону года.

Потребляемая тепловая нагрузка для производственных целей не превышает мощности парогенератора электрического «Гейзер 600 АМБ».

Температура воздуха в холодный период года в закрытых блоках буровой установки должна составлять +5 - +7°С.

- Станция геолого-технологических исследований (партия ГТИ) – вагондом выполнен в соответствии с ТУ и укомплектован системой отопления – электрические масляные радиаторы мощностью до 1,5 КВт., системой вентиляции и кондиционирования воздуха при помощи стационарно установленной системы приточно - вытяжной вентиляции и бытовых кондиционеров.

- Мобильные дизельные электростанции устанавливаются на одноосные прицепы, транспортируются автомобилем (двигатель ЯМЗ-238М2/ или на двигатель ММЗ Д-266.4). Исполнение под капотом, с подогревателем, генератор ГС-200, двигатель ЯМЗ-238М2, вентиляция осуществляется естественным образом.

Все блоки и бытовые помещения являются временными сооружениями и после бурения скважин демонтируются.

Микроклимат на рабочих местах бытовых (служебных) помещений (вагон-дома) приведен в таблице 3.1.3 согласно ГОСТ 12.1.005-88.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH						18
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Таблица 3.1.3 Микроклимат на рабочих местах

Помещения	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, 0С		Скорость движения воздуха, м/с		Влажность воздуха, %
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин	для диапазона выше опт.	для диапазона ниже	
Холодный период года						
Площадка буровой	III (290)	13,0-15,9	18,1-21,0	0,2	0,4	15-75
Теплый период						
Площадка буровой	III (290)	15,0-17,9	20,1-26,0	0,2	0,5	15-75

Вывод: Условия труда относятся к вредным– класс 3.1

Вентиляция помещений осуществляется в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 (актуализированная редакция СНиП 41-01-2003) «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Микроклимат на рабочих местах производственных помещений (температура, скорость движения и влажность воздуха) соответствует гигиеническим нормативам СанПиН 1.2.3685-21.

Согласно п.712 (Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534) все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил.

Вышечно-лебедочный блок оснащается естественной вентиляцией, насосно-емкостной блок - системой приточно-вытяжной вентиляции, входящей в состав буровой установки и аварийной вытяжной механической вентиляцией. В этих помещениях временного исполнения постоянного присутствия производственного персонала нет. Проектом предусмотрено ручное и автоматическое управление системой вентиляции буровой установки. Вентиляторы приняты во взрывобезопасном исполнении. В процессе строительства скважины взрывоопасные, легковоспламеняющиеся вещества не применяются. Поступление их в помещение может быть только при вскрытии продуктивного горизонта. В этом случае, предусматривается постоянный режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания строительства скважины. При возникновении пожара – все оборудование обесточивается. При достижении 20% от нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами включаются предупредительный сигнал системы стационарных газоанализаторов и автоматически вентиляция, а при достижении 50% предела обеспечивается полное отключение оборудования и механизмов. Отопительно-вентиляционное оборудование в помещениях, где возможно поступление взрывоопасной смеси выполнено во взрывозащищенном исполнении с категорией

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							19

взрывобезопасности не ниже категории используемого в этом помещении технологического оборудования.

В соответствии с СП2.2.3670-20 оборудование, характеризующееся выделением вредных веществ, пыли, тепла, влаги, должно быть оснащено устройствами местной вытяжной вентиляции, встроенными в технологическое оборудование, либо максимально приближенных к нему.

Перечень технологического оборудования и характеристики выделяющихся вредностей, тип вентиляционного оборудования приведены в таблице 3.1.4.

Тип и количество вентиляционного оборудования принято по паспортным данным на технологическое оборудование.

Таблица 3.1.4 Тип вентиляционного оборудования

Место расположения вентиляционной системы	Тип вентиляционной установки	Шифр вентиляционной установки, шифр электропривода	Количество устанавливаемых вентиляторов
1	2	3	4
Блок очистки (над выбросами)	Приточно-вытяжная с механическим побуждением во взрывозащитном исполнении	Вентилятор крышный ВО 06-300-4В с эл.двигателем ВКР-4Р 1,1 кВт	2
Насосно-емкостной блок	Приточно-вытяжная с механическим побуждением во взрывозащитном исполнении	Вентилятор крышный ВО 06-300-4В с эл.двигателем ВКР-4Р 1,1 кВт	3 шт. вытяжных и 2 шт. приточных

3.2 Автомобильные дороги

Транспортная сеть в районе работ представлена автодорогами с асфальтовым покрытием общего пользования, а также внутрипромысловыми автодорогами. Имеются лесные и полевые дороги.

Развита сеть наземных инженерных коммуникаций (трассы ВЛ-6 кВ).

Транспортировка бурового оборудования, химических реагентов, зап.частей, труб, НКТ, ГСМ с базы подрядчика - г.Чернушка до участка работ – 50км. Топографическая, геофизическая партии из г.Чернушка – 50 км.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь – Екатеринбург», «Кукуштан – Чайковский», «Оса - Чернушка», «Чернушка - Тюш», далее по проселочным и промышленным дорогам.

Транспортная схема на период строительства

На основании протокола совещания по вопросам проектирования разделов ПОС и сметной документации от 8.04.2008 г., в проекте организация строительства, принимается наиболее оптимальная транспортная схема.

ПК0 проектируемой автодороги к площадке куста скважин №1 соответствует 1км+122м автодороги «Ижевск - Нефтебаза Башнефть», в 97.7м юго-восточнее вр.1 с асфальтовым покрытием.

От ПК0 трасса изыскана в юго-восточном направлении.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							20

На участке ПК0-ПК4+2.38 трасса изыскана по насыпи существующей автодороги. На ПК0-ПК1+36.8 дорога с асфальтовым покрытием. Вдоль дороги устроены кюветы. Поверхностный сток обеспечен.

На ПК0+15.6 и ПК3+88.2 в теле насыпи дороги устроены водопропускные сооружения для пропуска стока поверхностных вод.

На ПК3+17 справа от оси трассы устроен съезд с дороги.

На ПК4+2.38-ПК4+47.79(к.тр.) трасса проходит по площадке. Рельеф ровный, поверхность спланирована.

В 44м юго-западнее ПК3+50 трассы расположено верховье лога, простирающегося в юго-западном направлении.

Конец трассы (ПК4+02,38) принят в районе площадки куста №1. Поверхность спланирована.

Тип местности по увлажнению по трассе автодороги на куст №1 - 1 (поверхностный сток обеспечен, грунтовые воды не влияют на увлажнение верхней толщи) согласно табл.В.1 приложения В СП 34.13330.2012.

Протяженность автодороги 0,402км.

Проектируемая автодорога по назначению является постоянной, вспомогательной, межплощадочной дорогой нефтяного промысла, соединяющей между собой кустовые площадки нефтяных скважин и существующие нефтяные объекты месторождения, обеспечивающими технологические перевозки хозяйственных и вспомогательных грузов, проезд пожарных машин, ремонтных и аварийных машин вдоль линий коммуникаций для их обслуживания.

Согласно СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91*» проектируемые автодороги относятся к IV-в категории. Ширина земляного полотна принята равной 7,50 м, ширина проезжей части – 4,50 м, ширина обочин – 1,50 м. При расположении на обочинах ограждающих устройств ширина обочин предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 52289-2004 пункт 8.2.3.

В соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 расчётная скорость движения на автодорогах принята 20км/час, наименьший радиус кривых в продольном профиле принят: вогнутых – 370, выпуклых – 250м, максимальный продольный уклон составляет 98 ‰.

Интенсивность движения по проектируемым автодорогам 1 авт/сут.

4 Перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства.

4.1 Проектные решения по обеспечению безопасной эксплуатации объекта.

1.Профиль ствола скважины.

При составлении программы работ на конкретную скважину проектный профиль выбирается с учетом требований бурения с кустовой площадки, конкретных геолого-технических условий строительства. В данном проекте для строительства скважин принят следующий профиль:

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							21

Для скважин на башкирский ярус:

-состоящий из 6 участков с углом входа в продуктивный пласт 22,3°.

Для скважин на турнейский ярус:

-состоящий из 10 участков с углом входа в продуктивный пласт 30,73°.

Выбранный профиль, в соответствии принятых вышеназванных ограничений обеспечит беспрепятственное прохождение компоновок бурильных, обсадных труб, различных инструментов по стволу скважины, а также обеспечит нормальную работу ГНО и НКТ во время эксплуатации скважины.

2. Определение износа и оценка остаточной прочности обсадных колонн в процессе строительства скважины

Определение фактического износа обсадных колонн в процессе бурения скважины предусматривается путем геофизических исследований: электромагнитная дефектоскопия, многорычажная профилометрия.

Данные исследования позволяют произвести определение толщины стенки обсадных труб, которая может уменьшаться вследствие износа по одной из образующих, вдоль которой происходит движение бурильного инструмента бурильного инструмента при бурении под следующую колонну. Полученная информация о замеренной толщине стенки (внутреннем диаметре) обсадных колонн используется для сравнения. При регистрации высоких темпов износа принимаются меры направленные на снижение трения между обсадной колонной и элементами бурильной колонны. В дальнейшем величина износа может повлиять на давление опрессовки межколонного пространства.

Проектом минимизированы риски усиленного износа обсадных колонн:

- основной объем бурения 95% предусмотрен забойными двигателями;
- уменьшено количества СПО за счет применения импортных долот, обеспечивающих высокую проходку;
- уменьшено количества СПО за счет применения телесистем (замеры инклинометром через 850м);
- интенсивность набора зенитного угла не более 1,0град./10м. При такой интенсивности будет происходить наименьшее прижатие бурильной колонны к стенкам обсадной колонны;
- при бурении интервала на буровом растворе обеспечивается ввод смазочных добавок, что снижает силы трения между обсадной и бурильной колоннами.

При расчете обсадных колонн учтены следующие условия:

Эксплуатационная колонна

- коэффициент запаса прочности на наружное давление – 3,21 (миним.)
- коэффициент запаса прочности на внутреннее давление – 2,06/1,37 (миним.);
- коэффициент запаса прочности на растяжение – 5,01(8,0).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

Эксплуатационный хвостовик

- коэффициент запаса прочности на наружное давление – 2,92 (миним.)
- коэффициент запаса прочности на внутреннее давление – 2,44/1,72 (миним.);
- коэффициент запаса прочности на растяжение – 3,87(5,75).

Примечание. в числителе для добывающих скважин, в знаменателе для нагнетательных.

Компоновка бурильных труб, расчеты ее на прочность исходят из следующих положений:

Эксплуатационная колонна

- коэффициент запаса прочности трубы на статическую прочность – 3,58(миним.)
- коэффициент запаса прочности трубы на выносливость – 2,75 (миним.)
- УБТ располагается выше интервала интенсивного искривления ствола скважины.

Эксплуатационный хвостовик

- коэффициент запаса прочности трубы на статическую прочность – 2,32 (миним.)
- коэффициент запаса прочности трубы на выносливость – 1,75 (миним.)
- УБТ располагается выше интервала интенсивного искривления ствола скважины.

Выбор наружного диаметра замковых соединений бурильной колонны, их конструкция произведен с учетом проектной интенсивности искривления ствола с целью минимизации нагрузок на стенку скважины для предупреждения желообразования и снижения износа обсадных колонн.

3. Определение остаточной прочности промежуточной колонны Ø245мм

Величина давления опрессовки определяется исходя из минимально необходимого внутреннего давления $P_{оп.у}$ на устье при испытании промежуточной колонны («Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность», М, 1999 г).

Все участки промежуточных колонн с проектной интенсивностью пространственного искривления более $4^\circ/100\text{м}$ следует рассчитывать с учетом радиального износа обсадных труб в процессе бурения под следующую обсадную колонну. Учитывая, малое количество долблений и профиль ствола скважины примем снижение прочности тех. колонны на 20%.

Максимальная величина давления для определения остаточной прочности равна:

$$P_{ост} = P_{оп.у} \times 0,8 = 14,0 \times 0,8 = 11,2 \text{ МПа.}$$

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Расчет давления опрессовки межколонного пространства за 168,3 мм эксплуатационной колонной

1. Определим запас прочности на смятие обсадной колонны 168,3 × 7,3 К55 ВС:

$$n_1 = 18,3/5,0 = 3,66 > n_{1\text{норм}} = 1,0$$

2. Определим запас прочности на внутреннее давление для обсадной колонны 244,5 × 7,9 К55 ВС:

$$n_2 = 21,5/5,0 = 4,3 > n_{2\text{норм}} = 1,15$$

Согласно п. 424 [3] межколонное пространство на устье скважины опрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

Межколонное пространство (245×168) опрессовать на 5,0 МПа, п. 1564 [3].

4. Оценка состояния эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации

В процессе эксплуатации производят специальные исследования, предназначенные для решения частных задач (капитальные ремонты скважины различного целевого назначения), связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнение герметичность затрубного пространства. Данные исследования могут включать:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов, негерметичных муфт;
- выделение интервалов коррозии обсадных труб;
- определение заколонных перетоков жидкости и газа.

Контроль за техническим состоянием эксплуатационной колонны в первые 10-12 лет срока службы рекомендуется проводить через каждые пять лет. Если отказ скважины наступит раньше, то по мере наступления отказа. При очередном определении технического состояния эксплуатационной колонны особое внимание обращать на интервалы возможных залеганий агрессивных сред.

Виды исследований и периодичность их проведения определяются специальными индивидуальными проектами, утвержденными Заказчиком. Необходимый объем исследований согласно Методическим указаниям по комплексированию этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01).

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							24

5. Обеспечение качества крепления скважины.

Для обеспечения качества крепления наклонно-направленных и горизонтальных скважин необходимо производить центрирование обсадной колонны, формирование цементного кольца правильной формы в наклонном стволе скважины и дополнительную изоляцию нефтеносных пластов от водоносных.

При выборе типоразмеров центраторов необходимо руководствоваться следующими указаниями:

Для вертикальных участков ствола скважины и участков с углом наклона до 30-35 град. применять центраторы типа ЦЦ-1 (упругие).

Для наклонных более 35° и горизонтальных участков ствола - центраторы типа ЦЦ-2,4 (жестко-упругие) или центраторы-турбулизаторы типа ЦТГ.

Для участков ствола, осложненных желобными выработками, независимо от угла наклона, как правило, центраторы типа ЦТГ.

Частота расстановки центраторов рассчитывается с помощью программного обеспечения «Centra».

Все колонны, несущие на себе противовыбросовое оборудование, после окончания ОЗЦ испытываются на герметичность и качество цементирования:

-техническая и эксплуатационная колонна опрессовываются технической водой, создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации ГНВП. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5МПа;

- после разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3м или перед вскрытием продуктивного пласта техническая колонна вместе с установленным ПВО для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах повторно опрессовываются при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды в объеме, обеспечивающим подъем ее в башмак на 10-20м;

-эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду (в том числе минерализованную). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти;

Перед испытанием обсадных труб и колонн на герметичность производится:

-проверка качества цементирования геофизическими методами АКЦ с ВС, ГГЦ (ЦМ-8-16). Не ранее 30 часов после цементирования;

-проверка качества крепления – ГГЦ (СГДТ-100) (для определения высоты подъема цемента), ЭМДСТ (для определения состояния обсадной колонны);

-опрессовка цементного кольца у башмака эксплуатационной колонны – 5,0МПа;

-опрессовка обсадных труб эксплуатационной колонны + хвостовика на давление – 14,0/21,0 МПа;

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							25

-конструкция колонной, фонтанной арматуры, схемы их обвязки обеспечивают оптимальные режимы работы скважины, герметизацию трубного, затрубного и межтрубного пространства, возможность технологических операций на скважине, глубинных исследований, отбора проб и контроля устьевого давления и температуры;

-рабочее давление фонтанной арматуры должно быть не менее давления опрессовки эксплуатационной колонны;

-опрессовку фонтанной арматуры в собранном виде до установки на устье производят на пробное давление, предусмотренное паспортом, а после установки на устье скважины – давление опрессовки эксплуатационной колонны.

4.2 Основные проектные решения, направленные на уменьшение риска аварий (НГВП).

Для обеспечения безопасности проведения буровых работ проектом предусмотрены следующие решения:

1. Тип и параметры бурового раствора, предусмотренные проектом, обеспечивают безаварийные условия бурения и качественное вскрытие продуктивного горизонта.

2. Плотность бурового раствора определена из расчета гидростатического давления в скважине, превышающего текущее пластовое давление на 5-10%.

3. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается рабочим проектом с учетом допусков по пункту 387 настоящих Правил. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней [4,п.457].

4. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией при газонефтепроявлениях [3, п.458].

5. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков(жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования [3, п.456].

6. Тип превенторной установки, манифольда, гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем предусмотрены в проекте по утвержденной схеме обвязки устья скважины.

7. После спуска технической колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спуске бурильной колонны и без нее.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
								26
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

8. Противовыбросовое оборудование собирается из узлов и деталей заводского изготовления, Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на БПО организации в соответствии с техническими условиями (эскизы, размеры, характеристики материала, из которого изготовлены отдельные узлы и детали), согласованными с противофонтанной службой. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта [3, п.433].

9. Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже 1 раза в месяц Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитанного на каждом этапе строительства скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании [3, п.440].

10. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны [3, п.441].

11. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

12. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и ПВР на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить обучение и аттестацию по курсу «Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП» в специализированных Учебных центрах, имеющих соответствующую лицензию.

13. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

14. Перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями необходимо провести инструктаж членов буровой бригады согласно «Типовой инструкции по предупреждению и первичным действиям вахты при ликвидации газоводонефтепроявлений», учебную тревогу.

15. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты должны находиться в полной готовности [3].

4.3 Решения по обеспечению пожарной безопасности

Согласно Постановлению Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» разработана отдельная книга «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». Основные требования приведены ниже.

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							27

1. Общие требования к пожарной защите помещений, зданий и других сооружений на всех этапах строительства скважины регламентированы СНИП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

2. Для организации безопасного ведения работ на буровой инженерно-технический и рабочий персонал должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по противопожарной безопасности:

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479.

- ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

- Руководство по обеспечению пожарной безопасности и пожарнотехническому обследованию объектов геологоразведочных работ. Мингео СССР, 1989г.

- СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности»

- СП 9.13130.2009. Свод правил «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации» Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

- Федеральный закон от 22 июля 2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- Федеральный закон от 21.12.1994г. № 69-ФЗ "О пожарной безопасности"

Проектные решения направлены на обеспечение защиты населения и территорий и снижение материального ущерба от пожаров при ведении буровых работ.

- Федеральный Закон от 30.12.2009г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

3. На буровой должны соблюдаться следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- к работе допускаются работники только после прохождения дополнительного обучения по программе пожарнотехнического минимума по предупреждению и тушению возможных пожаров;

- определяется порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара;

- устанавливается порядок действия работников при обнаружении пожара;

- регламентируется порядок проведения временных огневых работ;

- устанавливается порядок подачи средств пожаротушения к очагу пожара, а также проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей.

4. В соответствии с СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности» для буровой предусмотрен I тип системы оповещения

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.TCH	Лист
							28
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

людей о пожаре: способ оповещения - звуковой (звонки, тонированный сигнал и др.): очередность оповещения - всех одновременно.

5. Наиболее пожароопасным объектом на буровой является склад ГСМ.

Склад ГСМ оборудован молниезащитой, обвалован грунтовой насыпью высотой 1м, гидроизолирован цементно-бentonитовой пастой, оборудован средствами пожаротушения, включая огнетушители и мотопомпу, все емкости оборудованы дыхательными клапанами .

6. Подача воды на охлаждение и тушение пожара передвижной пожарной техникой предусмотрена от пожарных емкостей объемом 63х2 м³, находящейся на площадке буровой. На площадке буровой предусмотрено наличие мотопомпы (СП 8.13130.2009г., п.9.10).

7. Согласно «Правилам противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020 г. №1479, НПБ 166-97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации» и «Руководству по обеспечению пожарной безопасности и пожарно-техническому обследованию объектов», буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения/

8. Противопожарные расстояния приняты в соответствии с нормами ВНТП 01/87/04/84, СП18.13330.2011; СП 231.1311500.2015 и составляют:

8.1. - от устья скважины до служебных и бытовых помещений – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.2. - от устья строящейся скважины до котельной – не менее 40м.

8.3. - от энергоблока до склада ГСМ – не менее 30м.

8.4. - от емкостей для пожаротушения до бытовых помещений (зданий) и наружных установок – не менее 20 м.

8.5. - от емкостей для пожаротушения до склада ГСМ – не менее 40 м.

8.6. - от емкостей для пожаротушения до устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.7. - от склада ГСМ до котельной установки – не менее 40 м.

8.8. - от склада ГСМ до устья скважины – не менее 40 м.

Площадка для размещения пожарной техники, размером не менее 20х20м, по требованиям п. 6.1.30 СП 231.1311500.2015 расположена на расстоянии:

8.9. - от устьев скважин – не менее высоты вышки плюс 10 м.

8.10.- от склада ГСМ – не менее 40 м.

С целью повышения пожарной безопасности при ведении монтажных и строительных работ, необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вокруг склада ГСМ сделать земляную обваловку высотой не менее 1 м с двумя лестницами-переходами шириной не менее 0.7м, расположенными на противоположных сторонах обвалования;

- дежурное помещение с радиостанцией должно находиться от устья скважины на расстоянии не менее высоты буровой вышки плюс 10м (п. 7.1.1.18 ППБО- 85);

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

						2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		29

- вокруг буровой предусмотреть площадки для размещения пожарной техники с обеспечением расстояния от площадок до устья скважины не более 15м (п. 7.1.1.2 ППБО-85);

- в зимнее время обеспечить утепление предусмотренных проектом пожарных резервуаров, установить светоотражающие указатели («Правила противопожарного режима в Российской Федерации» от 16.09.2020г., №1479)

- приказом (распоряжением) создать на объекте ведомственную или добровольную пожарную дружину (команду), в которой определить ее численность, обязанности членов дружины (команды), порядок обучения дружины (команды), порядок ее действия при пожаре. Приказ согласовать с отрядом ГПС (п. 1.9 ППБО-85);

- все пожарно-техническое оборудование, используемое на буровой площадке, должно иметь сертификат пожарной безопасности;

- электрооборудование жилых вагон-домиков и других инвентарных зданий производственной и жилой зоны выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 23274-84 и ПУЭ-8. После монтажа электрических сетей произвести замер сопротивления изоляции электропроводки. В дальнейшем такие замеры производить не реже 1 раза в 3 года с оформлением соответствующего акта (протокола);

- расстояние между группами сблокированных вагон-домиков (не более 10 вагон-домиков в группе и общей площадью не более 800м²) должно составлять не менее 15м;

- для вахтового поселка и каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка разработать инструкции о мерах пожарной безопасности, которые утвердить приказом руководителя предприятия, приказ направить в инспекцию Госпожнадзора района;

- со всеми работниками буровой провести противопожарный инструктаж с проставлением отметок в журнале инструктажей.

9. Цех по добыче нефти и газа должен иметь в своем составе материалы и оборудование для тушения лесных пожаров (требование п. 8 пп. «д» «Правил безопасности в лесах РФ»).

В соответствии с требованиями ФЗ №123-ФЗ, ст. 60; СП 231.1311500.2015, п.7.4.15 и Правил противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09.2020г. №1479, проектируемые объекты обеспечиваются первичными средствами пожаротушения.

Для размещения первичных средств пожаротушения на территории предприятия устанавливаются пожарные щиты.

Необходимое количество пожарных щитов и их тип определяются в зависимости от категории помещений, зданий (сооружений) и наружных технологических установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно приложения 7, постановления № 1479.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							30

Таблица 4.3.1 – Сведения о комплектации пожарного щита немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем

Наименование первичных средств пожаротушения, инструмента и инвентаря	Нормы комплектования	
	ЩП-В	ЩП-Е
Лом	1	-
Крюк с деревянной рукояткой	-	1
Ведро	1	-
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	-	1
Покрывало для изоляции очага возгорания, 2x1,5 м	1	1
Лопата штыковая	1	-
Лопата совковая	1	1
Ящик с песком объемом 0,5 м ³	1	1

На площадке предусмотрены огнетушители: ОП-10/9 -1шт. или ОП-5/4-2шт. (п.400 и приложение 2 ПП №1479).

Расстояние от возможного очага пожара до места размещения переносного огнетушителя в соответствии с категорией по пожарной и взрывопожарной опасности, не должно превышать 30 метров - для помещения категорий В3 (энергоблок) , (п.406 ПП №1479).

Помещения категории Д по взрывопожарной и пожарной опасности, размещенные на площадке, имеют площадь менее 100 кв. метров и согласно (п.401 ПП №1479). не оснащаются огнетушителями.

4.4 Решения по обеспечению газовой безопасности.

В связи с тем, что на буровой находятся легкоиспаряющиеся углеводородные жидкости (дизельное топливо, нефть), проектом предусмотрены мероприятия газозащиты персонала. Мероприятия разработаны в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020г. за № 61888).

Мероприятия содержат основные требования по безаварийному функционированию производственных объектов и защите работающих.

1. Рабочие и ИТР, работающие на буровой, под руководством работников, осуществляющих профподготовку, должны пройти специальное обучение по безопасному ведению работ, тренировку пользования противогазами и другими средствами защиты, оказанию доврачебной помощи при отравлении углеводородными газами, в т.ч. способом искусственного дыхания и сдают экзамены. Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций или инструкции по данной профессии. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							31

работ по бурению, освоению на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП».

2. Для своевременного определения наличия газов в воздухе рабочих зон и в производственных помещениях, а так же для своевременного выяснения и устранения причин загазованности на объектах, проектом предусмотрен непрерывный автоматический контроль с помощью стационарных газосигнализаторов и периодический контроль с помощью персональных газосигнализаторов.

Контроль воздушной среды стационарными газоанализаторами производится:

2.1. в рабочей зоне буровой площадки - у ротора;

2.2. в рабочей зоне подвыщечного основания;

2.3. в рабочей зоне насосного блока – у клапанных коробок буровых насосов;

2.4. в рабочей зоне блока циркуляционной системы;

2.5. в блоке ЦСГО – возле вибростит и около дегазатора при его размещении в отдельном помещении;

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится:

2.6. на площадке ГСМ.

2.7. в рабочей зоне подвыщечного основания – у превентора и манифольдной линии;

2.8. в рабочей зоне силового блока – у пульта управления электродвигателями;

2.9. в рабочей зоне насосного блока у пультов управления насосами и пусковыми задвижками, блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости;

2.10. в рабочей зоне циркуляционной системы;

2.11. в подсобных (сушилка, раздевалка, столовая) и жилых помещениях.

Перечень средств контроля воздушной среды на буровой и места их установки приведен в таблице 15.6. (2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS)

Анализ воздуха проводят через каждые 8 часов в закрытых помещениях и один раз в сутки на открытом воздухе. Результаты анализов записывают в специальный журнал. При обнаружении загазованности выше допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам: для сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м^3 ; сероводород - 10 мг/м^3 ; окись углерода - 20 мг/м^3 , отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 18-20 минут, необходимо приостановить все работы, кроме работ по обеспечению безопасности персонала, надеть противогазы, выйти из загазованной зоны, сообщить об этом непосредственному руководителю работ.

Склад ГСМ оснащается датчиками сигнализаторов дозрывных концентраций (ДВК), срабатывающими при достижении концентрации паров нефтепродукта 20% от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) согласно «Руководству по безопасности для нефтебаз и

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		Подп.

складов нефтепродуктов» приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 года № 777.

3. На буровой должно быть оборудовано отдельное помещение со стеллажами для хранения средств индивидуальной защиты. Перечень индивидуальных средств защиты приведен в таблице 15.3

4. Проектом предусмотрены также дополнительные меры, препятствующие возникновению чрезвычайных ситуаций из-за проявления загазованности:

- буровая установка устанавливается на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование подвышенного пространства;

- в насосном блоке и блоке очистки предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция помещения;

- вахтовый поселок располагается от устья буровой скважины и привышечных сооружений с подветренной стороны господствующего направления ветров;

- в период загазованности не допускается использование переносных светильников общего назначения, курение, использование открытого огня, сварочные работы;

- основные блоки жизнеобеспечения буровой (жилой поселок, котлопункт, балок бурового мастера) располагаются вне радиуса падения вышки;

- в помещениях и на открытых площадках, где могут образовываться по условиям технологического процесса взрыв или пожароопасные смеси, светильники запроектированы во взрывозащитном, пыленепроницаемом исполнении.

- Электрооборудование (электродвигатели буровой установки, контрольно-измерительные приборы, вибросита, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства), установленное во взрывоопасной зоне класса 0;1;2 должно быть выполнено во взрывозащитном исполнении [3, Глава X, п.150].

- Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления и защиты не разрешается.

4.5 Противодонные мероприятия

Для обеспечения безопасного и безаварийного ведения буровых работ все мероприятия по охране труда во время строительства скважины выполнять в соответствии:

- с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. №534 (зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 за № 61888), глава XXIV;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

								2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				33

-с «Инструкцией по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-254-98;

-с «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность», Москва, 1999г.

-с «Регламентом распределения скважин, находящихся в бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте на территории Пермского края, по категории опасности возникновения газонефтеводопроявлений», приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 09.10.2014г. № а-883.

Предупреждение нефти – газо - и водопроявлений.

Контроль за скважиной, который должен включать три стадии(линии) защиты:

-первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного давления столба жидкости;

-вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

-третья линия защиты(защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

1. После спуска кондуктора, при бурении ниже которого ожидается вскрытие нефтяных и водоносных горизонтов, на устье должно быть смонтировано противовыбросовое оборудование по схеме 5 (ОП-5К1) табл.9.17 (рис 9.1) (2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS).

2. Ознакомить производственный персонал с планом ликвидации аварий, который должен быть оформлен документально в личных картах инструктажа под расписку.

3. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

4. К работам на скважинах с возможным газонефтеводопроявлением допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» в специализированных учебных центрах и имеющих соответствующую лицензию Ростехнадзора.

5. Перед вскрытием первого флюидосодержащего пласта (за 50м каширского пласта) с возможным флюидопроявлениями необходимо провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газанефтеводопроявлений в соответствии с планом ликвидации аварии;

- проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

- учебную тревогу «Выброс»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
								34
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

- проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимого на случай ГНВП запаса материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с рабочим проектом;

- оценку готовности оборудования к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запаса путем приготовления или завоза на буровую.

6. При обнаружении газонефтепроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать руководство буровой организации, противофонтанную службу. После герметизации снять показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

7. После закрытия превенторов при газонефтепроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

8. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана: один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран с возможностью ручного управления должен включаться в его состав.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана: первый шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении: первый клапан является рабочим, второй - резервным.

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии.

Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев.

Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации, вплоть до их списания [3, п.436; 11, п.4.19]

9. Перед предполагаемым вскрытием продуктивного горизонта и на протяжении всего последующего периода углубления скважины, 1 раз в сутки проверять работоспособность плашечных превенторов и задвижек на открытие и закрытие.

10. Перед началом бурения и после него, а также в отдельных интервалах, указанных в проекте на строительство скважины, производить промывку продолжительностью не менее одного цикла с замером удельного веса промывочной жидкости.

11. При поступлении флюида в процессе промывки или бурения скважины в буровой раствор и снижении плотности бурового раствора от требований ГТН

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
			Изм.	К.уч.	Лист	№ док		

поднимать бурильную колонну из скважины запрещается до устранения отступлений.

12. При снижении плотности промывочной жидкости во время ее циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принять меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора, созданию противодействия на пласт при помощи регулируемых штуцеров, при закрытом плашечном превенторе и к доведению параметров раствора до указанных в ГТН.

13. При обнаружении перелива бурового раствора из скважины(когда в ней отсутствовала циркуляция), при подъеме бурильного инструмента, повышения уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения или промывки, а также при поглощении промывочной жидкости с последующим нефтегазопроявлением, немедленно загерметизировать трубное пространство и устье скважины путем закрытия шарового крана, установленного под ведущей трубой, и плашечного или универсального (ПУГ) превентора.

14. В случае поглощения бурового раствора и при наличии газонефтеводопроявления подъем инструмента из скважины запрещается до устранения перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

15. Перед подъемом инструмента из скважины в колонну бурильных труб рекомендуется закачать 1,5–2м³ более тяжелого бурового раствора для предотвращения сифона.

16. При подъеме бурильного инструмента постоянно доливать скважину раствором, который использовался при бурении, не допуская снижения уровня.

Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а утяжеленных после подъёма каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объём долива и вытеснения с объемом поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объёмом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5м³ подъём должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня устанавливается исходя из выбранной плотности бурового раствора с учетом допусков по п.387 [3]. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений доливная емкость 10м³ устанавливается рядом с площадкой буровой, обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодоллив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку. Объем доливаемого раствора определяется с зависимости от скорости подъема бурильной колонны. Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

соответствующей плотности, в количестве не менее двух объемов скважины [3, п.394].

17. Если при подъеме бурильной колонны возникает предположение о наличии «сальника», то принять меры к его разрушению, путем создания циркуляции, расхаживания инструмента с вращением, обработки раствора. При наличии «сифона» и невозможности его устранения (зашламованность забойного двигателя, долота, другие причины) подъем инструмента проводить на скорости, обеспечивающей равенство объемов извлекаемого металла труб и жидкости, доливаемой в скважину.

18. В случае, когда в процессе подъема инструмента, уровень промывочной жидкости в скважине не снижается, подъем прекратить, восстановить циркуляцию и проверить наличие в ней газа или другого флюида.

19. При вскрытии поглощающего горизонта в процессе бурения с вскрытыми продуктивными горизонтами и отсутствии проявления дальнейшего углубление скважины прекратить, поднять бурильный инструмент в «башмак» колонны, загерметизировать устье и приступить к ликвидации поглощения по специальному плану.

20. В случае вынужденной длительной остановки при вскрытом продуктивном горизонте бурильный инструмент должен быть спущен до «башмака» обсадной колонны, а устье загерметизировано. Периодически допускать бурильную колонну до забоя, промыть скважину до выравнивания параметров бурового раствора до параметров раствора, указанных в соответствии со специально, разработанным планом работ.

21. При простоях длительностью более 1 месяца вскрытые газоносные или нефтяные пласты с большим газовым фактором пласты должны быть изолированы.

22. Перед спуском обсадной колонны в скважину при вскрытых газоносных и напорных пластов плашки одного из превенторов заменить по размеру спускаемой колонны. При отсутствии плашек под обсадную колонну разрешается использовать специальную бурильную трубу с наверху на нее шаровым краном, и переводником под обсадную трубу.

23. Бурение, крепление скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды), при возможном флюидопроявлении, проводить по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противofонтанной службой и Заказчиком.

24. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин. давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1-3м или перед вскрытием продуктивного пласта техническая колонна (кондуктор) вместе с установленным ПВО для проверки качества цементного кольца во избежание прорыва за башмак колонны жидкости или газа при выбросах повторно

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

						2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH		Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			37

опрессовываются при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды в объеме, обеспечивающим подъем ее в башмак на 10-20м. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика [3,п.п.422,423; 17 п.4] .

4.6 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации скважин.

4.6.1 Организация контроля качества строительного-монтажных работ

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 15.12.2020г. п.313 – После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверки качества заземления оборудования и заземляющих устройств. Ввод в эксплуатацию буровой установки осуществляется на основании акта рабочей комиссии бурового подрядчика с участием представителя территориального органа Ростехнадзора.

Контроль и надзор за ходом строительства скважины, качеством выполнения работ, уровнем технологических процессов и операций, соблюдением безопасных условий труда осуществляется:

- представителями заказчика (техническим надзором за монтажом БУ);
- персоналом подрядных строительных организаций (инженерно-техническими работниками, непосредственно руководящими производством работ), а также комиссиями внутреннего контроля, назначенными руководителем подрядной организации;
- представителями проектных организаций (авторским надзором).

ПРИМЕЧАНИЕ – согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ (ст.8 п.3) от 20.06.1997, в процессе строительства опасного производственного объекта, организация, разработавшая проектную документацию, в установленном порядке осуществляет авторский надзор.

Помимо этого представителями органов государственного контроля и надзора, и представителями вышестоящих организаций заказчика и подрядчика, инспектирующими строительство.

Контроль качества строительства объектов производится в сроки:

- персоналом подрядных строительных организаций и представителями заказчика – ежедневно;
- представителями проектных организаций – в сроки, определенные договором на авторский надзор.

На площадке строительства буровой установки необходимо:

- вести общий журнал работ, специальные журналы по отдельным видам работ (журнал работ по монтажу буровой установки, журнал сварочных работ, журнал антикоррозионной защиты сварных соединений), перечень которых устанавливается заказчиком по согласованию с генподрядчиком и субподрядными организациями, журнал авторского надзора проектных организаций (при его наличии);

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
Изн.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

-составлять акты освидетельствования скрытых работ, промежуточной приемки ответственных конструкций, испытаний и опробования оборудования, систем, сетей и устройств;

-оформлять другую производственную документацию, предусмотренную СНиП по отдельным видам работ, и исполнительную документацию – комплект рабочих чертежей с надписями о соответствии выполняемых в натуре работ этим чертежам или с внесенными в них по согласованию с проектной организацией изменениями, сделанными лицами, ответственными за производство строительных работ.

При контроле и приемке работ проверяются:

-соответствие применяемых примененных материалов, изделий и конструкций требованиям проекта, ГОСТ, СНиП, ТУ;

-соответствие состава и объема выполненных работ проекту;

-степень соответствия контролируемых физико-механических, геометрических и других показателей требованиям проекта;

-своевременность и правильность оформления производственной документации;

-устранение недостатков отмеченных в журналах работ в ходе контроля и надзора за выполнением работ.

Технический надзор

Основные функции заказчика в области контроля и надзора за ходом строительства следующие:

-передает подрядчику в производство работ утвержденную и прошедшую экспертизу проектно-сметную документацию в количестве, необходимом для выполнения работ подрядчика и привлеченных организаций;

-утверждает графики выполнения работ;

- согласовывает подрядчику перечень привлекаемых сторонних организаций для выполнения отдельных видов работ и монтажа оборудования;

- осуществляет приемку, учет, хранение, предмонтажную ревизию и передачу в монтаж или производство работ оборудования, комплектующих и других материально-технических ресурсов, поставка которых по договору возможна на службу заказчика;

- принимает решение о необходимости шефмонтажных услуг производителей оборудования и заключает договора, и организует выполнение шефмонтажных и наладочных работ;

- производит освидетельствование скрытых работ и промежуточную приемку ответственных конструкций;

- организует приемку и ввод в эксплуатацию законченного строительством объекта.

Производственный контроль

Производственный контроль качества строительства в строительных организациях должен включать входной контроль проектно-сметной документации, конструкций, изделий, материалов и оборудования, операционный контроль отдельных строительных процессов или производственных операций и приемочный контроль.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
								39
Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Входной контроль осуществляет служба производственно-технологической комплектации на базах.

Операционный контроль должен осуществляться на строительных площадках в ходе выполнения строительных процессов или производственных операций и обеспечивать своевременное выявление дефектов и причин их возникновения и принятие мер по их устранению и предупреждению. Операционный контроль осуществляют производители работ и мастера, строительные лаборатории и геодезические службы, а также специалисты, занимающиеся контролем отдельных видов работ. Контроль проводится в соответствии со схемами операционного контроля качества (СОКК) на выполнение соответствующего вида работ. СОКК входят в состав технологических карт и являются основным рабочим документом контроля качества выполняемых работ для прорабов, мастеров, строительных лабораторий, геодезических служб, а также бригадиров, звеньевых и рабочих.

При приемочном контроле необходимо производить проверку качества выполняемых работ, а также скрытых работ и отдельных конструктивных элементов.

На всех стадиях строительства с целью проверки эффективности ранее выполненного производственного контроля должен выборочно осуществляться инспекционный контроль специальными службами либо специально создаваемыми для этой цели комиссиями.

По результатам производственного и инспекционного контроля качества строительных работ должны разрабатываться мероприятия по устранению выявленных дефектов.

Показатели качества СМР регламентированы инструкцией ВСН 012-88 (ч. I и II) "Контроль качества и приемки работ.

Для обеспечения требуемого качества сварочных работ будет производиться:

- проверка квалификации сварщиков;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки мастерами и производителями работ с целью проверки правильности и необходимой последовательности технологических операций по сборке и сварке;
- визуальный контроль и обмер сварных соединений работниками службы контроля в объеме 100%.

Авторский надзор

Авторский надзор является одним из видов контроля автора проекта и других разработчиков проектной документации за строительством объекта, осуществляемый с целью обеспечения соответствия решений проекта выполняемым СМР. В ходе осуществления авторского надзора специалистами выполняются следующие работы:

- выборочно проверяется соответствие производимых строительных и монтажных работ рабочей документации и требованиям СНиП;
- выборочно контролируется качество и соблюдение технологии производства работ, связанных с обеспечением надежности, прочности,

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист	40
								40
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

устойчивости и долговечности конструкций, и монтажа технологического и инженерного оборудования;

- своевременно решаются вопросы, связанные с необходимостью внесения изменений в рабочую документацию, и контролируется их исполнение;

- содействие ознакомлению работников, осуществляющих строительные работы, и представителей заказчика с проектной и рабочей документацией;

- информирование заказчика о несвоевременном и некачественном выполнении указаний специалистов, осуществляющих авторский надзор, для принятия оперативных мер по устранению выявленных отступлений от рабочей документации и нарушений требований нормативных документов;

- участие в освидетельствовании скрываемых работ возведением последующих конструкций, от качества которых зависит прочность, устойчивость, надежность и долговечность возводимых зданий и сооружений;

- участие в приемке отдельных ответственных конструкций в процессе строительства.

Приемка в эксплуатацию объектов

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 3.01.04-87.

Оценка качества законченного строительства устанавливается при приемке объекта в эксплуатацию рабочей приемочной комиссией.

Рабочая комиссия должна проверить:

- соответствие объекта и смонтированного оборудования проекту;
- соответствие выполненных СМР требованиям СНиП;
- результаты испытаний и комплексного опробования оборудования;
- подготовленность объекта к эксплуатации или выпуску продукции,
- включая выполнение мероприятий по обеспечению на нем условий труда в соответствии с требованиями техники безопасности, производственной санитарии и экологической защиты природной среды.

По результатам проверок рабочая комиссия должна составить акты о готовности зданий, сооружений, законченных строительством, для предъявления государственной приемочной комиссии.

Государственная приемочная комиссия обязана:

- проверить устранение недоделок, выявленных рабочей комиссией, и готовность объекта к приемке в эксплуатацию. Указания проверки производится по программе, составленной заказчиком, согласованной и утвержденной членами Государственной приемочной комиссии;

- дать оценку прогрессивности технологических и архитектурно-строительных решений и объекту в целом;

- проверить соответствие вводимой в действие мощности и фактической стоимости (для заказчика) объекта утвержденному проекту, а в случае отклонений проанализировать причины их возникновения.

И только в необходимых случаях назначает контрольные опробования, испытания и проверки.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							41

Результаты анализа с соответствующими предложениями следует представить органам, назначившим комиссию.

4.7 Методы инструментального контроля за качеством сооружений.

Методами инструментального контроля за качеством сооружений являются: геофизические исследования (каротаж) за качеством строительства скважин и неразрушающий дефектоскопический контроль элементов бурового оборудования и инструмента (бурильный и утяжеленных бурильных труб, ведущих труб, турбобуров и т.д.).

4.7.1 Методы инструментального контроля за качеством строительства скважин

Инструментальный контроль за качеством строительства скважин выполняется в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», утв. 28.12.99г. п. № 445/232, г.Москва и уточняется в зависимости от степени изученности месторождения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	42

Таблица 4.7.1.1 – Геофизические исследования скважин на Башкирский ярус

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от	до
1	2	3	4	5
Кондуктор				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АК с ВС, ДС, БК, ИК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АКЦ с ВС, ГГЦ (Не ранее 18 часов после цементирования) перед спуском экспл. колонны	1:500	603	0	85
Эксплуатационная колонна				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	603	0	603
АК с ВС, ДС (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	603	85	603
АКЦ с ВС, ГГЦ (не ранее 18 час после цементирования) при окончательном каротаже перед спуском хвостовика	1:500	1372	0	603
Хвостовик				
ГК, ННК, ДС (привязочный каротаж перед отбором керна)	1:200	За 10 м до интервала отбора керна, мощностью 50 м		
ГК, ННК, АК с ВС, ДС, ГГК-П, БКЗ (2 зонда)	1:500	1372	553	1372
БК, БКЗ, ИК, рез., АК с ВС, ДС, ГК, ННК, ГГК-ЛП	1:200	1372	1230	1372
АКЦ с ВС (АКЦ-С 1270-1372м), ГГЦ, ЭМДСТ (Не ранее 30 часов после цементирования, провести во время освоения)	1:500	1372	528	1372
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек на глубине 603м (гироскоп во время ОЗЦ э/к)			0	603
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек при окончательном каротаже		1372	603	1372
Контроль проводки ствола скважины бескабельной т/с			150	1372
Партия ГТИ (геолого-технологические исследования, супервайзерский контроль)			0	1372
Цикл освоение				
ГК, ЛМ, ВЧТ, ДД (привязка и контроль интервала перфорации – 100 м)	1:500	1362		
ГК, ЛМ, ДД, ВЧТ, РГД, СТИ, Рез., ВЛГ (профиль притока, КУВ, КВУ – 100 м), (для добывающих скважин)				

Примечание.

1. Комплекс геофизических исследований в соответствии с «проектным комплексом промыслово-геофизических исследований при бурении скважин», утвержденным заместителем Генерального директора по геологии и разработке С.С Черепановым, 2016г.

2. *Каротаж проводится при бурении 1-ой скважины в кусте.

3. Значения интервалов указаны по стволу.

4. Все специальное оборудование, планируемое к применению при каротаже (телесистемы, скважинные приборы и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист 43
------	-------	------	-------	-------	------	--------------------------	------------

Таблица 4.7.1.2 – Геофизические исследования скважин на Турнейский ярус

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от	до
1	2	3	4	5
Кондуктор				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АК с ВС, ДС, БК, ИК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	85	0	85
АКЦ с ВС, ГГЦ (Не ранее 18 часов после цементирования)	1:500	85	0	85
Эксплуатационная колонна				
ГК, ННК (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	1343	50	1343
АК с ВС, ДС (Для первой скважины, предусмотренной данным проектом)	1:500	1343	85	1343
АКЦ с ВС, ГГЦ (не ранее 18 час после цементирования)	1:500	1343	0	1343
Хвостовик				
ГК, ННК, ДС (привязочный каротаж перед отбором керна)	1:200	За 10 м до интервала отбора керна, мощностью 50 м		
ГК, ННК, АК с ВС, ДС, ГГК-П, БКЗ (2 зонда)	1:500	1857	1293	1857
БК, БКЗ, ИК, рез., АК с ВС, ДС, ГК, ННК, ГГК-ЛП	1:200	1857	1400	1500
			1710	1857
АКЦ с ВС (АКЦ-С 1740-1857м), ГГЦ, ЭМДСТ (Не ранее 30 часов после цементирования, провести во время освоения)	1:500	1857	1268	1857
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек на глубине 1343м (гироскоп во время ОЗЦ э/к)			0	1343
Инклинометрия с шагом 10м с перекрытием 3 точек при окончательном каротаже		1857	1343	1857
Контроль проводки ствола скважины бескабельной т/с			140	1857
Партия ГТИ (геолого-технологические исследования, супервайзерский контроль)			10	1857
Цикл освоение				
ГК, ЛМ, ВЧТ, ДД (привязка и контроль интервала перфорации – 100 м)	1:500	1847		
ГК, ЛМ, ДД, ВЧТ, РГД, СТИ, Рез., ВЛГ (профиль притока, КУВ, КВУ – 100 м), (для добывающих скважин)				

Примечание.

1. Комплекс геофизических исследований в соответствии с «Проектным комплексом промыслово-геофизических исследований при бурении скважин», утвержденным заместителем Генерального директора по геологии и разработке – главным геологом Б.Г. Алексеевым, 2021 г.
2. Все специальное оборудование, планируемое к применению при каротаже (телесистемы, скважинные приборы и др.) должны соответствовать техническим условиям на их изготовление, иметь технический паспорт (сертификат соответствия изготовления продукции).
3. Интервалы представлены по стволу.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							44

4.7.2 Методы инструментального контроля за качеством бурового оборудования и инструмента

Таблица 4.7.2- Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ

Название оборудования	Номер по порядку проведения дефектоскопии и бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, ч	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени и на контроль одной трубы, мин.	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии								
Талевый блок						Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	1 раз в год	45,25 часа на одну проверку (скважину)
Крюк						Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	1 раз в год	
Крюкоблок						Щеки, Крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	1 раз в год	
Вертлюг						Штроп, карманы корпуса, переводники	1 раз в год	
Элеваторы						Проушины, штроп, корпус элеватора	1 раз в год	
Буровая лебедка						Тормозные ленты, ручка лебедки	Через 6 мес	
Краны конечных выключателей						Рукоятка, траверса	Через 6 мес	
Машинные ключи						Удержка, челюсти	1 раз в год	
Манифольд						Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год	
Штропы бурильные						Дефектоскопия проводится перед началом бурения на трубной базе по всей длине 1 раз в год		

В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны (паспорта). При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя [3, п.355], но не реже чем указано в инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15] п. 4.3 при турбинном способе бурения (90 суток). Наибольшая продолжительность бурения скважины 29,0 суток. Дефектоскопия для первой скважины проводится перед началом бурения на трубной базе. Для последующих скважин – проверка и дефектоскопия бурильных

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

труб проводится на скважине по истечению нормативного срока наработки при последнем подъеме бурильных труб. Дефектоскопия оборудования производится после монтажа буровой установки перед началом бурения. Контроль состояния бурового оборудования осуществляется согласно плану ремонтно-предупредительных работ. Дефектоскопия переводников, калибраторов проводится через 720 часов.

Таблица 4.7.3.1 – Опрессовка оборудования и используемая техника
Скважины на Башкирский ярус

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов, нагнет. линии	0	ЦА-320	1	28,0	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	603	ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Цементное кольцо	606	ЦА-320	1	4,5	ЕНВ, 2000	1,5
Выкидные линии ПВО		603	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
Хвостовик	Обсадная колонна	1372	ЦА-320	1	15,0**	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна + Хвостовик	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1372	ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Выкидные линии ПВО	1372	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
	Колонная головка 168х245 с обсадными трубами	1372	ЦА-320	1	5,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Транспортная колонна (ТБПВ-102)	405	ЦА-320	1	25,0	ЕНВ, 2000	1,5
Фонтанная арматура***			ЦА-320	1	14,0 / 21,0	ЕНВ, 2000	1,5

Примечание.

1. Межколонное пространство на устье скважины впрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п. 424 [3].

2. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20-25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси, п. 421 [3].

3. Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].

4. Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементируемый клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементирующего агрегата, п. 420 [3].

5. При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой ФА.

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							46

6. *Выкидные линии ПВО опрессовываются водой на давление 10 МПа, п.438 [3].
 7. **Хвостовик опрессовать во время цементирования или с применением пакера после ОЗЦ.
 8. ***Фонтанная арматура до установки на устье скважина должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем, после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель Заказчика [3 п.п.498, 583].

9. Хвостовик с эксплуатационной колонной испытывается на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти, п.421 [3].

10. Нагнетательные линии буровых насосов опрессовываются на рабочее давление манифольда умноженное на коэффициент запаса прочности =1,4, п. 342 [3].

11. Опрессовка буровых труб производится перед началом бурения на трубной базе согласно инструкции по эксплуатации труб РД 39-013-90 [15].

12. В числителе указаны значения для добывающих скважин, в знаменателе для нагнетательных.

Таблица 4.7.3.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника
 Скважины на Турнейский ярус

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов, нагнет. линии	0	АН-700	1	35,0	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1343	ЦА-320	1	14,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Цементное кольцо	1346	ЦА-320	1	5,0	ЕНВ, 2000	1,5
Выкидные линии ПВО		1346	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
Хвостовик	Обсадная колонна	1857	ЦА-320	1	15,0**	ЕНВ, 2000	1,5
Эксплуатационная колонна + Хвостовик	Обсадная колонна и устьевое оборудование	1857	ЦА-320	1	14,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Выкидные линии ПВО	1857	ЦА-320	1	10,0*	ЕНВ, 2000	1,5
	Колонная головка 168x245 с обсадными трубами	1857	ЦА-320	1	5,0	ЕНВ, 2000	1,5
	Транспортная колонна (ТБПВ-102)	1268	ЦА-320	1	25,0	ЕНВ, 2000	1,5
Фонтанная арматура***			ЦА-320	1	14,0	ЕНВ, 2000	1,5

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							47

Примечание.

1. Межколонное пространство на устье скважины впредсвивается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства, п. 424 [3].

2. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20-25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси, п. 421 [3].

3. Опрессовка обсадных труб и колонн согласно [16], [17].

4. Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на цементировочный клапан обратный дроссельный (ЦКОД) и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата, п. 420 [3].

5. При опрессовке совместно с фонтанной арматурой давление опрессовки определяется технической характеристикой ФА.

6. *Выкидные линии ПВО опрессовываются водой на давление 10 МПа, п.438 [3].

7. **Хвостовик опрессовать во время цементирования или с применением пакера после ОЗЦ.

4.8 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации строительных конструкций.

В процессе строительства скважин необходимо выполнять требования по обеспечению сохранности строительных конструкций и их техническому обслуживанию. Сооружения в процессе эксплуатации должны находиться под систематическим наблюдением инженерно-технических работников, ответственных за сохранность объекта.

Для безопасной эксплуатации необходимо:

1. Проведение плановых и внеочередных технических осмотров.
2. Своевременное проведение ремонтов.
3. Соблюдение правил эксплуатации сооружений, прописанных в техническом паспорте.
4. Не допускать перегруза несущих конструкций сооружений свыше проектных.
5. Следить за исправным состоянием подземных и надземных технологических сетей.
6. Не допускать складирования материалов и отходов вблизи зданий и сооружений.
7. Своевременно удалять снег от стен и с покрытий зданий и сооружений
8. Поддерживать в надлежащем состоянии планировку территории около сооружений для отвода атмосферных вод.
9. Следить за состоянием стыков сборных железобетонных конструкций.
10. Следить за вертикальностью опор и молниеотводов. Обращать особое внимание на места соединения токоведущих элементов молниезащиты.
11. В производственных помещениях должен поддерживаться проектный температурно-влажностный режим.
12. Для снижения износа обсадных колонн использование долот с повышенным ресурсом для сокращения количества и времени СПО; использование в компоновке бурильной колонны (в интервале обсадной

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							48

колонны) протекторов для защиты колонны от действия БТ; группа прочности бурильного инструмента и НКТ не выше чем группа прочности обсадной колонны.

13. Сыпучие материалы и химические реагенты, используемые в процессе бурения и крепления скважины, хранятся в закрытых помещениях или на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли, с гидроизолированным настилом и снабженных навесом в водонепроницаемой упаковке.

14. Складские помещения должны быть неотапливаемыми с надежной защитой материалов от атмосферных осадков, подтопления и воздействия воздуха высокой влажности.

15. На все реагенты, входящие в состав буровых и цементных растворов получены гигиенические сертификаты, согласно которым реагенты соответствуют санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам.

16. Перед спуском обсадной колонны в скважину необходимо провести проверку буровой установки, бурового и вспомогательного оборудования, фундаментов, блочных оснований, противовыбросового оборудования, технических средств, КИП и средств механизации, используемые при креплении скважины, с устранением выявленных нарушений и неисправностей в соответствии с действующими нормами и правилами.

17. Обсадные трубы должны иметь наличие сертификатов и соответствие им заводской маркировки клеймом и краской на трубах.

18. Погрузочно-разгрузочные работы и доставка труб на буровую должны выполняться только с применением специальных грузоподъемных и транспортных средств с выполнением следующих основных требований:

- предотвращение деформаций и повреждений труб, муфт и резьб;
- не допускается сбрасывание с высоты (особенно для труб из высоколегированных сталей) и волочение труб;
- укладка труб на стеллажи и спецплощадки не более чем в два ряда с деревянными прокладками между рядами и расположением муфт в сторону устья скважины;
- при укладке рядами нумерация труб должна начинаться с верхнего ряда.

При эксплуатации объектов должна быть отлажена четкая организация обслуживания и система планово-предупредительного ремонта. Неисправности аварийного порядка должны быть устранены немедленно. Все работы должны производиться с соблюдением действующих правил техники безопасности, охраны труда, правил противопожарной охраны и производственной гигиены.

4.9 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации автомобильных дорог.

Для обеспечения безопасности движения транспортных средств, информации водителей об условиях и режимах движения и ориентации их в пути в проекте предусмотрено:

- устройство уширения земляного полотна на кривых в плане;

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

Изн.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН	Лист
							49

- устройство примыканий в соответствии с ВСН 103-74 «Технические указания по проектированию пересечений и примыканий автомобильных дорог»;
- установка дорожных знаков и направляющих устройств.

4.10 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемых систем связи для сбора и передачи информации, охранной и пожарной сигнализации.

1 Эксплуатация систем и оборудования должна обеспечивать:

- поддержание систем и оборудования в исправном состоянии (техническое обслуживание);
- восстановление работоспособности после аварий и отказов (ремонт).

Эксплуатация систем и оборудования должна соответствовать требованиям ГОСТ 28470 и проводиться в соответствии с правилами технической эксплуатации первичных сетей связи и требованиями к системе эксплуатационной поддержки оборудования электросвязи.

2 Техническое освидетельствование систем и оборудования связи по установлению категории должно производиться:

- при поступлении в подразделения и вводе в эксплуатацию;
- после выработки межремонтных ресурсов или ресурсов до списания (сроков службы);
- при аварийных повреждениях, требующих для восстановления работоспособности проведения сложных ремонтных работ.

3 Для технического освидетельствования систем и оборудования связи должна быть назначена комиссия, возглавляемая техническим руководителем объекта электроэнергетики или его заместителем, которая обязана:

- проверить комплектность;
- определить техническое состояние;
- установить продолжительность фактического нахождения в эксплуатации и количество проведенных ремонтов;
- установить категорию;
- составить акт технического состояния.

Состав комиссии определяется техническим руководителем объекта электроэнергетики.

Решение комиссии по техническому освидетельствованию оформляется актом, утверждаемым техническим руководителем объекта электроэнергетики, который должен актуализироваться раз в три года. В соответствии с актом принимается решение о необходимости организации ремонтно-профилактических мероприятий, дальнейшей эксплуатации оборудования или продления истекшего срока службы.

Акт технического освидетельствования должен храниться в составе эксплуатационной документации.

4 Для обеспечения безопасности процессов эксплуатации систем и оборудования следует принимать меры по упреждению возникновения опасных

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
								50
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

(нештатных) ситуаций, выполнять требования "Технического регламента о требованиях пожарной безопасности".

5 Лица, допускаемые к эксплуатации систем и оборудования, должны иметь профессиональную подготовку (квалификацию, специальность и соответствующую характеру выполняемых работ группу допуска по электробезопасности при эксплуатации электроустановок, определяемую согласно "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок" ПОТ Р М-016-2001).

6 Требования к квалификации персонала, к организации обучения и проверки знаний персоналом требований, обеспечивающих безопасность работ, испытаний и измерений в электроустановках, основания периодического подтверждения квалификации (переквалификация), прохождения инструктажа на месте эксплуатации оборудования, устанавливаются в соответствии с правилами работы с персоналом.

7 Технический персонал, осуществляющий эксплуатацию систем и оборудования, обязан:

- знать технические характеристики и схемы обслуживаемых систем и оборудования трактов и каналов передачи, соответствующие требованиям технической документации;

- выполнять инструкции и руководства по настройке и эксплуатации обслуживаемых линий передачи, трактов и каналов передачи;

- знать методы измерения параметров аппаратуры, оборудования, трактов и каналов передачи в соответствии с ГОСТ 34.603 , ГОСТ 8.009 , а также используемые для этого средства измерения;

- знать схемы организации обслуживаемых трактов и каналов передачи, резервных линейных трактов, подменных трактов, графики обходов и замен, технологические карты (при наличии);

- знать схемы организации трассовой сетевой синхронизации для цифровой сети в зоне обслуживания;

- быть обучен отысканию и устранению неисправностей на обслуживаемых линиях передачи, трактах и каналах;

- выполнять должностные инструкции и алгоритмы по управлению сетями и системами, правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, руководящие и нормативные документы по технической эксплуатации;

- выполнять требования ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.0.001, ГОСТ 12.1.051.

8 Технический персонал, осуществляющий эксплуатацию систем и оборудования, обязан вести техническую, оперативно-техническую и технологическую документацию по формам, утвержденным техническим руководителем объекта электроэнергетики, и выполнять правила внутреннего распорядка предприятия.

Скрытые проводки кабельных линий выполнены согласно требований п.2.1.16 ПУЭ в траншее – в разных трубах ПНД.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH				
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

5 Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, использованных при принятии проектных решений.

№ п/п	Наименование материала
1	2
1	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ / ВСН 39-86
2	Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"
3	«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №б1888
4	Правила противопожарного режима в Российской Федерации от 16.09.2020 г., №1479.
5	Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ / РД 39-0148052-537-87, Дополнения к макету
6	Рекомендации по разработке проектно-сметной документации при строительстве скважин. Ассоциация буровых подрядчиков (лицензия Госгортехнадзора России №0-2001/4198 от 21.03.96г).
7	Булатов А.И. «Справочник инженера по бурению», М.: Недра, 2006г.
8	Инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих / РД 51-1-96, М. 1996
9	Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин в кусте/ РД08-435-02. Утверждена Госгортехнадзором России 11 марта 2002г. Постановлением №14
10	Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М., 1999.
11	Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / РД 153-39. 0-072-01. – М., 2001.
12	Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности / РД 08-254-98.
13	Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин РД 39-02-399-80.
14	Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.
15	Инструкция по эксплуатации бурильных труб / РД 39-013-90
16	Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. - М., 1997.
17	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. - М., 1999.
18	Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / РД 39-00147001-767-2000, Госгортехнадзор России, 06.04.2000г.
19	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80.
20	Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб. Ассоциация буровых подрядчиков. – ВНИИТнефть, 1998.

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

							2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			52

окончание таблицы 5

1	2
21	Технические условия на испытание нефтяных и газовых скважин, Пермь, 1977.
22	Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин, – М.: 2000.
23	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных и гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважин и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. - М.: ВНИИОНГ, 1985.
24	Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. Методические указания. - М.: 1980.
25	Комплексные нормы времени на капитальный и текущий ремонт скважин КогалымНИПИнефть 2008г.
26	Единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин.- М.: НИИТруда,1979
27	Сборник руководящих документов по ремонту и освоению скважин, Пермь.2017 г.
28	Приказ от 09 декабря 2014г. № а-1043 «Об утверждении Технологического регламента по взаимодействию ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и его представителей с геофизическими организациями при производстве ГИС, ПВР, свабировании, при строительстве и ремонте скважин»
29	Технические условия на строительство и монтаж буровых установок. Пермь, 2003.
30	Инструкция по маркшейдерским и топографо-геодезическим работам в нефтяной и газовой промышленности / РД 39-117-91.-М.: МНГП СССР, 1992
31	Единые нормы времени на бурение скважин. – ВНИИОЭНГ, М., 2000.
32	Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности / ВСН 34-91. - М., 1991.
33	Нормативы оснащения объектов нефтегазодобывающей промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации. – М.,1975.
34	Сборник единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. Сборник № 49, Скважины на нефть и газ. Госстрой СССР, М. Стройиздат, 1985 г. ч. 1 (раздел II), часть II (раздел II), часть III, (раздел 3)
35	СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.2 – 2016 «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды. Документация на ликвидацию объектов. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов».
36	Регламент распределения скважин, находящихся в бурении, освоении, капитальном и текущем ремонте на территории Пермского края, по категории опасности возникновения газо-нефте-водопроявлений», приложение к приказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 09.10.2014г. №а-883.
37	Временный технологический регламент по расчету объемов образования, технологии сбора и утилизации отходов бурения при строительстве скважин методом безамбарного бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», Пермь, 2017 г.
38	Приказ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 05.07.2017 №а-382 «Об утверждении инструкции по предупреждению возникновения ГНВП и ОФ».

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH	Лист
							53

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулиро- ванных				

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

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-TBE1.TCH

Лист

54

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

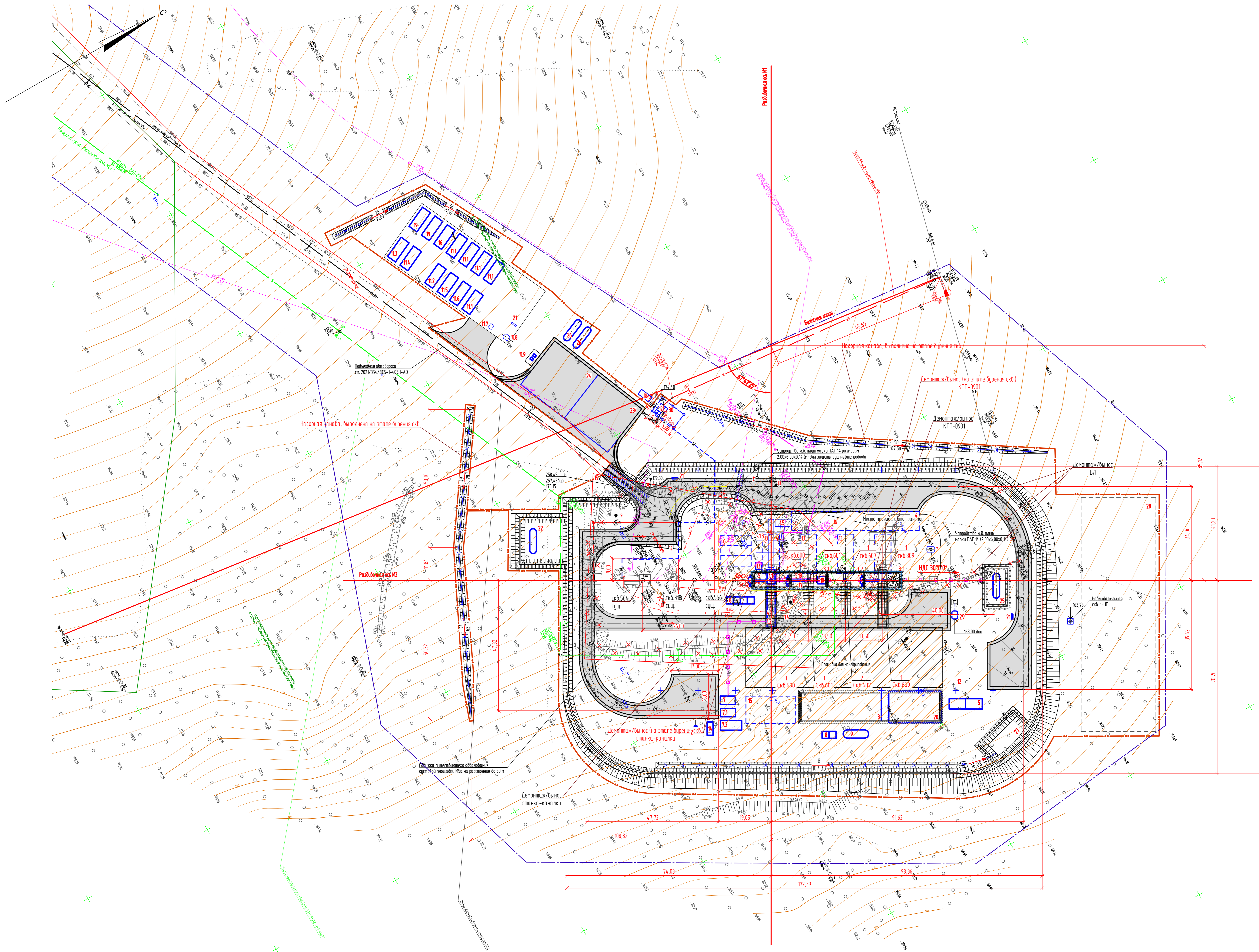
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	К.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-ТВЕ1.ТСН

Лист

55



Экспликация зданий и сооружений		
Номер на плане	Назначение	Координаты угла сети
Проектируемые		
1	Этже строящегося скважины	
2	Площадка базоварной скважины	

Экспликация оборудования и площадок		
Номер на плане	Назначение	Координаты угла сети
11	Зона размещения подвижного теплотехнического оборудования	
12	Объемная буровая система	
13	Прямой насос	
14	Коммунация	
15	Кран-балка	
	Зона размещения стационарного теплотехнического оборудования	
3	Площадка шахматной системы	
4	Площадка для скважинного оборудования, металлолом	
5	Экрановый с АД-200 (2 шт)	
6	Степика для труб	
7	Площадка электротехнической и оборудования	
7.1	Емкость для приема воды V=25м³ для электротехнической	
7.2	Площадка под инструмент	
8	Шлангопровод V=4 м³ (6 шт)	
9	Емкость для запаса технической воды V=50 м³	
10	Блок хранения и дрессировки	
11	Площадка для бытовых и административных помещений	
11.1	Воздух-дон для промывки - 5 шт	
11.2	Воздух-стоповка	
11.3	Воздух для отвода	
11.4	Воздух для ИТР	
11.5	Воздух-смазка	
11.6	Воздух-кано	
11.7	Уборная	
11.8	Канализационная емкость	
11.9	Контейнеры для вывоза отходов	
12	Место для крепления якоря оттяжки буровой установки	
13	Гидростанция ГВО	
14	Дизель-генераторная станция (Сателлит)	
15	Площадка для скважинного бурового оборудования и транспорта	
16	Цепля ГТМ	
17	Линия хранения	
18	Линия дрессировки	
19	Воздух-сухойобой - 2 шт	
20	Площадка насосно-приемного блока	
21	Место размещения щитов пожарной (ЩП-8)	
22	Площадка скважины ГСМ с емкостью V=50 м³	
23	Стойка спец. агрегатов и транспорта	
24	Площадка для размещения пожарной техники	
25	ГВО - емкость V=40 м³	
26	Емкость для пожаротушения V=43 м³-2 шт	
27	Колодезь для сбора дождевых и талых вод	
28	Место для складирования растительного сырья	
29	Емкость для сбора производственно-линейных стоков V=10 м³	
30	Площадка трансформаторной подстанции КТП-6(10)/0,4 кВ	

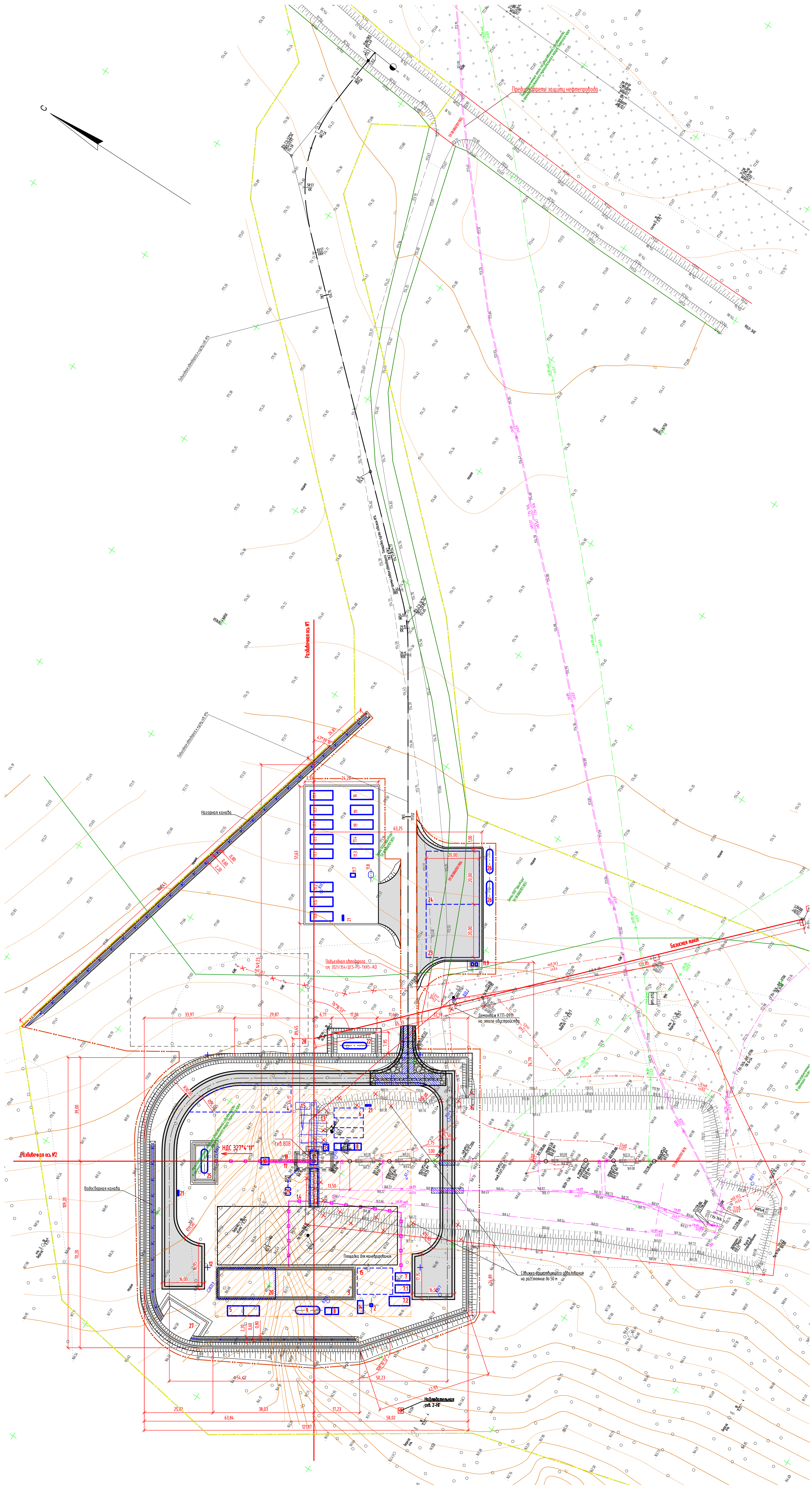
Условные обозначения и изображения		
Условные обозначения и изображения	Назначение	Примечание
	Проектируемые	
	Инженерные сети, прокладываемые по эстакадам на низких опорах	
	Условная граница проектирования на период бурения	
	Граница земель на период строительства в соответствии с ППЗ	
	Покрытие проезда железобетонными плитами (П1п1)	
	Покрытие проезда из щебня (П1п2)	
	Заполнение окон между плитами, на разрывах, стыках дорожных покрытий буровой установкой	
	Устройство протектора из щебня	
	Устройство основания из щебня	
	Гидроизоляция покрытия	

1 Разбивка проектируемых сооружений дана от базисной линии и разбивочных осей М1 и М2, привязанных к базисной линии. Базисная линия проведена через точки тр 315 и тр 314, закрепленные на местности.

2021/354/ДС5-РД-ИЛО.РЗУ1.1.ГСН									
Строительство и обустройство скважин Буровского месторождения									
Этап	Контур	Линия	М.ш.	Подпись	Дата	Состав	Лист	Листов	
Разреш.	Губинский				09.22		П	3	
Проверил	Константинов				09.22				
И.контр.	Константинов				09.22				

M 1:500

Формат А0



Экспликация зданий и сооружений		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые		
1	Устье строящейся скважины	
2	Площадка базовая для скважины	

Экспликация оборудования и площадок		
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Зона размещения подвижного технологического оборудования		
11	Окна бункера	
12	Мобильная буровая система	
13	Плечный мост	
14	Котельная	
15	Кран-балка	
Зона размещения стационарного технологического оборудования		
3	Площадка циркуляционной системы	
4	Площадка для складирования оборудования, металлолома	
5	Экранок с АД-200 (2 шт)	
6	Светляки для труб	
7	Площадка электротехнической и оборудования	
7.1	Емкость для тех. воды V=25м³ для электротехнической	
7.2	Площадка под инструмент	
8	Шлангопроводники V=4 м³ (6 шт)	
9	Емкость для запаса питьевой воды V=50 м³	
10	Блок хранения и фракционирования	
11	Площадка выгрузки и административных помещений	
11.1	Возон-дом для проживания - 5 шт.	
11.2	Возон-столовая	
11.3	Возон для отдыха	
11.4	Возон для ИТР	
11.5	Возон-туалеты	
11.6	Возон-бани	
11.7	Уборная	
11.8	Канализационная емкость	
11.9	Контейнеры для вывоза отходов	
12	Место для крепления жеря отсадки буровой колонны	
13	Гидростанция ПВО	
14	Дизель-генераторная станция (Генератор)	
15	Площадка для складирования бурового оборудования и инвентаря	
16	Партия ГИ	
17	Линия хранения	
18	Линия дрессировки	
19	Возон гуртовой - 2 шт	
20	Площадка насосно-приемного блока	
21	Место размещения щита пожарной (ЩП-8)	
22	Площадка склада ГСМ с емкостью V=50 м³	
23	Стойка спец. автотранспорта и транспорта	
24	Площадка для размещения пожарной техники	
25	ПВО - емкость V=40 м³	
26	Емкость для пожаротушения V=63 м³-2 шт	
27	Копилки для сбора дождевых и талых вод	
28	Место для складирования растительного сырья	
29	Емкость для сбора производственно-линейных стоков V=10 м³	

Условные обозначения и изображения		
Условные обозначения и изображения	Наименование	Примечание
Проектируемые		
	Инженерные сети, прокладываемые по эстакаде на низких опорах	
	Условная граница проектирования на первой бурении	
	Граница земель на первой строительной в соответствии с ПП и ПМТ	
	Покрывные проезды железобетонными плитами (ГипВ)	
	Покрывные проезды из щебен (ГипЗ)	
	Освоение под буровую скважину	

Разбивка проектируемых сооружений дана по базисной линии и разбивочным осям М1 и М2, привязанным к базисной линии. Базисная линия проведена через точки Вр.164 и Вр.165, закрепленные на местности.

2021/354/ДС-РД-ЛО.РЗУ.1.6СН					
Строительство и обустройство скважин Буровского месторождения					
Изм.	№	Дата	М.П.	Подпись	Дата
Разреш.	1	09.22	Буровского		09.22
Проект.	1	09.22	Инженерное		09.22
И. контр.	1	09.22	Инженерное		09.22

Эксп. 2. Конт. М.П. Инженерное обеспечение на первой бурении скважины МП

Состав: 6 листов

Лист: 6

ИПЦ "Нефтегазстройинжендрис"

M 1:500