

Общество с ограниченной ответственностью



«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

46-19-ПЗ

Том 1

2021

Общество с ограниченной ответственностью



«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

46-19-ПЗ

Том 1



Главный инженер

Е.В. Ожередов


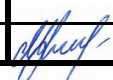
Главный инженер проектов

Р.М. Мовламов

2021

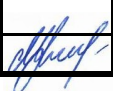

Взам. инв. №	
Подл. и дата	
Инв. № подл.	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	46-19-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
2.1	46-19-ПЗУ1	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» Часть 1. Общие решения	
2.2	46-19-ПЗУ2	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» Часть 2. Проект полосы отвода»	
2.3	46-19-ПЗУ3	Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка» Часть 3. Автомобильные дороги	
		Раздел 3. Архитектурные решения	Не разрабатывается
3	46-19-КР	Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»	
5.1	46-19-ИОС1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения	
		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 2. Система водоснабжения	Не разрабатывается
5.3	46-19-ИОС3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 3. Система водоотведения	
		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	Не разрабатывается
5.5	46-19-ИОС5	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи	
		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 6. Система газоснабжения	Не разрабатывается
5.7.1	46-19-ИОС7.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 1. Общие решения	

Взам. инв. №	Подл. и дата	46-19-СП						Стадия	Лист	Листов
		Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разраб.	Мовламов				Состав проектной документации			
		Н. контр.	Левченко							
		ГИП	Мовламов							

5.7.2	46-19-ИОС7.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 2. Автоматизация							
		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 7. Технологические решения. Часть 3. Электрохимическая защита от коррозии				Не разрабатывается			
6	46-19-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства							
7	46-19-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства							
8.1	46-19-ООС1	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Часть 1. Общие решения							
8.2	46-19-ООС2	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Часть 2. Рекультивация нарушенных земель							
9	46-19-ПБ	Раздел 9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности							
		Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов				Не разрабатывается			
10.1	46-19-ЭЭ	Раздел 10.1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов							
		Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства				Не разрабатывается			
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 1. Декларация промышленной безопасности. Книга 1. Декларация промышленной безопасности				Не разрабатывается			
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 1. Декларация промышленной безопасности. Книга 2. Расчетно-пояснительная записка				Не разрабатывается			
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 1. Декларация промышленной безопасности. Книга 3. Информационный лист				Не разрабатывается			
12.2	46-19-ГОЧС	Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 2. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму							
12.3	46-19-БЭ	Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами. Часть 3. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства							
46-19-СП									
Изм.	Колуч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	Лист			
						2			

Обозначение	Наименование	Примечание
71-20-СП	Состав проектной документации	
71-20-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
	Приложения	
Приложение 1	Задание на проектирование объекта	
Приложение 2	Технические условия №2019/9/ТЕХ от 10.01.2019г. на технологические решения	
Приложение 3	Технические условия №2019/НПС Ег/УАП от 10.01.2019г. на автоматизацию, телемеханику и связь	
Приложение 4	Технические условия №2019/9/ОГЭ от 10.01.2019г. на электроснабжение	
Приложение 5	Технические условия №2019/9/ОКС от 10.01.2019г. на водоснабжение и водоотведение	
Приложение 6	Задание на производство инженерных изысканий для промышленного строительства (инженерно-геодезические от 15.08.2020г.	
Приложение 7	Задание на производство инженерных изысканий для промышленного строительства (инженерно-геологические) от 15.08.2020г.	
Приложение 8	Задание на проведение инженерно-экологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий и оценки радиационной обстановки территории от 15.08.2020г	
Приложение 9	Исходные данные и требования для разработки раздела «перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций» №6813/ТЗ-3-5 от 01.12.2021	
Приложение 10	Перечень муниципальных образований субъектов Российской Федерации в границах которых имеются ООПТ федерального значения	
Приложение 11	Особо охраняемые природные территории регионального значения от 03.12.2019г. №4240	

Взам. инв. №						
Подл. и дата						
Инв. №подл.	46-19-ПЗС					
	Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата
	Разраб.		Мовламов			
	Н. контр.		Левченко			
	ГИП		Мовламов			
Содержание тома 1				Стадия	Лист	Листов
				П	1	1
						

Приложение 12	Протокол заседания Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №549 от 08.11.2019г	
Приложение 13	Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения Книга 1	
Приложение 14	Градостроительный план земельного участка № РФ-16-4-32-1-01-2021-3866 от 01.11.2021г.	

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

46-19-ПЗ.С

Оглавление

1	Решение о разработке проектной документации	2
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации.....	3
3	Сведения о функциональном назначении проектируемого объекта, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции	4
4	Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии.....	10
5	Сведения о проектной мощности объекта капитального строительства.....	11
6.	Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах	12
7.Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства	13
8. Сведения о земельных участках	14
9.	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков.....	15
10. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	16
11. Техничко-экономические показатели проектируемого объекта	17
12.	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	18
13.	Сведения об использованных компьютерных программах.....	19
14.	Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по очередям	20
15.	Заверение о соответствии результатов инженерных изысканий и проектной документации установленным государственным требованиям.....	21

Взам. инв. №	Подп. и дата										
								46-19-ПЗ			
Инв. №подл.		Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата	Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
		Разраб.		Мовламов					П	1	72
		Т.контр		Левченко							
		ГИП		Мовламов							
											

1 Решение о разработке проектной документации

- Основанием для разработки проектной документации по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении». являются:
- задание на проектирование объекта «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
								2
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по объекту «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», являются:

- задание на проектирование объекта «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;
- технические условия №2019/9/ТЕХ от 10.01.2019г. на технологические решения по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;
- технические условия №2019/9/ОГЭ от 10.01.2019г. на электроснабжение по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;
- технические условия №2019/НПС Ег/УАП от 10.01.2019г. на автоматизацию, телемеханику и связь по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;
- технические условия №2019/9/ОКС от 10.01.2019г. на водоснабжение и водоотведение по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинской нефтяном месторождении», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером Саттаровым А.И.;
- материалы инженерных изысканий, выполненные ООО "Нефтегазизыскания" в 2020 г.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата							46-19-ПЗ	Лист
													3

3 Сведения о функциональном назначении проектируемого объекта, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции

Система сбора и подготовки продукции должна отвечать основным требованиям:

- обеспечение непрерывной добычи и сбора продукции;
- эффективного разрушения и снижения вязкости нефтяной эмульсии в присутствии де-эмульгатора;
- надежной безаварийной работы всех коммуникаций;
- максимальная герметизация всей системы сбора и подготовки;
- минимального выброса углеводородов в атмосферу.

Структура управления производственной деятельностью обслуживающего персонала должна обеспечивать:

- рациональное распределение управленческих функций между руководителями;
- оперативность управления, т.е. прохождение информации о производственных задачах и их исполнение в указанное руководителем время;
- максимальную простоту и экономичность аппарата управления.

Определенными конкретными функциями управления предприятием и формированием функциональных подсистем управления достигается исполнение следующих функций управления:

- управление технической подготовкой производства;
- организация производства (основного, вспомогательного и обслуживающего);
- управление технологическими процессами;
- оперативное управление производством;
- гарантийный ремонт и обслуживание;
- организация работы с кадрами;
- управление организацией труда и заработной платой;
- управление охраной труда;
- организация творческой деятельности трудового коллектива;
- материально-техническое снабжение;
- осуществление капитального строительства.

Водоснабжение и канализация

Для сбора производственно-дождевых стоков с проектируемых и существующих технологических приустьевых площадок, предусмотрены проектируемые колодцы $V=5,0$ м³ из сборных железобетонных элементов с гидравлическим затвором. В гидрозатворе слой воды, образующий затвор, высотой не менее 0,25 м. Крышка колодца засыпана слоем песка не менее 10 см. в стальном кольце. Колодец оборудован дыхательной трубой с огнепреградителем, выведенной на 3,0 м от поверхности земли и трубой для подключения вентилятора.

Проектные решения по канализации приведены в разделе 46-19-ИОСЗ.

Электроснабжение

Источником электроснабжения скважин, согласно техническим условиям, является ВЛ-10кВ фидера 214-15 ПС «Камышла».

Для внешнего электроснабжения; проектируемых нагрузок, проектом предусматривается строительство одноцепной отпайки ВЛ-10кВ от существующего фидера 214-15, проводом АС70/ 11.

Общая протяженность ВЛ-10кВ составляет 0,011 км.

Электроснабжение проектируемых нагрузок 0,4 кВ на площадке НПС-1 Егоркинского

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	46-19-ПЗ

Лист
4

нефтяного месторождения выполняется от проектируемой КТП-160/10/0,4кВ;

В качестве резервного источника электроснабжения предусматривается передвижная дизельная электростанция мощностью 125 кВт марки АД 125-Т400.

Электроснабжение на площадке НПС-1 выполняется согласно тех. условий ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

Благоустройство территории

Расположение проектируемых сооружений на генплане разработано в соответствии с технологической схемой производства, из условия подхода инженерных коммуникаций.

Размещение сооружений произведено по функциональному и технологическому назначению с учетом взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности. Разрывы между сооружениями определены с учетом требований норм. Для безопасной развязки грузопотока выполнены площадки для разворота.

На территории проектируемых площадок предусмотрены внутренние проезды для обеспечения подъезда специального транспорта к технологическим установкам и вспомогательным сооружениям при проведении регламентных и ремонтно-восстановительных работ, в том числе при аварийных ситуациях.

Проектные решения по благоустройству территории приведены в разделе 46-19-ПЗУ.

Основные технологические решения

Целью проектных работ данного подраздела согласно заданию на проектирование объекта: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении» является:

– строительство площадки мультифазных насосов.

Проектируемые мультифазные насосы монтируются на железобетонный фундамент, исключающий их перемещение и вибрацию в процессе работы. На входном и выкидном трубопроводе устанавливается запорная арматура, обратный клапан, датчики давления и манометры. Работу насосов контролирует станция управления. Для сбора утечек при ремонтных работах предусматривается бетонная технологическая площадка и канализационный колодец. Сбор дренажа осуществляется в дренажную емкость.

В проектируемом объекте предусмотрены согласно заданию на проектирование следующие решения:

Площадка насосов:

- установка мультифазная насосная NETZSCH NM076SY08S48Z со станцией управления – 2 шт;
- установка фильтров сетчатых СДЖ-150-40 – 2 шт;
- установка дренажной емкости ЕП 5-1600-1700-2 – 1 шт.
- нефтесборный трубопровод от узла подключения до проектируемых насосных агрегатов;
- напорный нефтепровод от насосных агрегатов в районе до узла подключения;
- монтаж системы автоматизации согласно технических условий ЗАО «Предприятие Кара Алтын» ;
- электроснабжение согласно технических условий ЗАО «Предприятие Кара Алтын»;
- при необходимости в проектных решениях предусмотреть демонтаж или перенос существующих инженерных коммуникаций согласно техническим условиям.

Техническим отделом ЗАО «Предприятие Кара Алтын» выполнен подбор насосов для транспортировки газожидкостной среды по существующим трубопроводам с проектируемых насосных площадок. Винтовая насосная установка предназначена для перекачки мультифаз-

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

46-19-ПЗ					Лист
					5

ных, обычных и высоковязких жидкостей и растворов (в т.ч. с содержанием углеводородов) в ручном и автоматическом режимах.

Установка позволяет перекачивать газодонефтяные смеси с рабочей температурой от 5 до 60°C, содержанием газовой фазы до 85-90%.

Технологические трубопроводы

К технологическим трубопроводам относятся все трубопроводы, находящиеся в пределах ограждения промышленных площадок, а при отсутствии ограждения – в пределах отсыпки соответствующих площадок. В данной проектной документации предусматривается строительство технологических трубопроводов в пределах границ площадки НПС-1.

Классификация технологических трубопроводов принята в соответствии с ГОСТ 32569-2013 (табл.5.1) и представлена в таблице 3.1

На площадке МНС-645 максимальное рабочее давление, развиваемое насосами до 2,0 МПа.

Таблица 3.1 – Классификация технологических трубопроводов.

Наименование трубопровода	Наименование транспортируемого продукта	Категория трубопровода	Группа среды
НПС-1			
Трубопроводы подачи нефти	нефть	II	Б(в)
Дренажные трубопроводы	нефть	II	Б(в)
Подача реагента	деэмульгатор	I	А(б)

Технологические подземные трубопроводы приняты с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010 срок службы которых составляет не менее 15 лет.

Расчет толщины стенок технологических трубопроводов выполнен с учетом припуска на коррозионное поражение стенки за время эксплуатации трубопроводов.

Укладку трубопроводов выполнить с уклоном для жидких сред не менее – 0,002. Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции. Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте в местах пересечения автомобильных дорог, должны быть размещены в защитных металлических трубах, концы которых должны отстоять от бровки обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до бровки полотна автодороги - не менее 0,5 м. Все дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном в сторону дренажной емкости.

Техническая характеристика труб приведена в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Техническая характеристика труб

Назначение трубопровода	ГОСТ	Диаметр, и толщина стенки, мм	Марка стали, класс прочности	Примечание
НПС-1				
Трубопровод нефтепродукта	8732-78	159x6,0	B20	Покраска, ТУ 1390-001-

46-19-ПЗ

Лист

6

Изм. №подл. Подл. и дата Взам. инв. №

Изм. Колуч. Лист №док Подп. Дата

				67740692-2010
Дренажные трубопроводы	10704-91	89x4,0	B20	Покраска, ТУ 1390-001-67740692-2010
Подача реагента	8734-75	22x3,0	B20	Покраска, ТУ 1390-001-67740692-2010

Сварка. Контроль качества сварных соединений

Для сварки трубопроводов и их элементов должны применяться сварочные материалы, имеющие сертификаты соответствия и удовлетворяющие требованиям государственных стандартов. Сварку трубопроводов производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75.

Монтажные сварные стыки трубопроводов подлежат контролю неразрушающим методом в объеме 20% - для трубопроводов I категории, 10% - для II категории, 2% - для III категории, 1% - для IV категории от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений.

Промысловый трубопроводы

Промысловый нефтегазосборный трубопровод запроектирован в соответствии СП 284.1325800.2016 и относится к III классу ко II категории.

Рабочее давление промышленного нефтегазосборного трубопровода принято до 2,0 МПа.

Промысловый нефтегазосборный трубопровод запроектированы из труб 159x6,0 по ГОСТ 8732-78 из стали B20 с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010 и внутренним антикоррозионным покрытием заводского исполнения по ТУ 24.20.13-027-67740692-2018.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь указание в сертификате о величине пробного давления.

Трубопроводы укладываются в грунт на глубину не менее 1,4 м до нижней образующей трубы в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016.

Строительство и монтаж трубопроводов предусматривается в соответствии СП 284.1325800.2016.

После проведения всех монтажных работ трубопроводы промываются и подвергаются гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с СП 284.1325800.2016.

Величина испытательного давления на прочность для нефтегазосборного трубопровода II категории составляет 1,25 Р_{раб}.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до проектного рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы (но не менее 12 часов).

Согласно приложения 7 табл. №2 п.736 Приказа Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция действующая с 1 января 2017 года) радиус опасной зоны при выполнении гидравлических испытаний и удалении воды из напорных нефтепроводов в обе стороны от оси трубопровода для труб диаметром от 100-300 мм равен 75 м.

Участки трубопроводов в местах пересечений с действующими инженерными коммуникациями подлежат предпусковой внутритрубной диагностике, затем проходят испытание одновременно с прилегающими участками.

Изм. №	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	Лист 7

Гидравлическое испытание участков трубопровода проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°С. Для гидравлических испытаний использовать воду с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С. В случае отсутствия возможности произвести испытания при положительной температуре окружающего воздуха, следует принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопровода.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки. При разрыве, обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Данной проектной документацией слив воды из участков трубопроводов после промывки и испытания гидравлическим методом предусмотрен в специально устроенные амбары.

После использования амбары засыпаются грунтом.

Величина испытательных давлений на участках согласно табл. 30 СП 284.1325800.2016 дана в таблице 3.3.

Таблица 3.3 Параметры предпусковой диагностики участков пересечений

Наименование участка трубопровода	Категория	Параметры испытания на прочность				
		Давление		пневматическим способом	Продолжительность (час)	
		гидравлическим способом			гидравлическим способом I этап- после укладки	пневматическим и гидравлическим способом II этап- одновременно с прилегающими участками
		в верхней точке	в нижней точке			
Пересечения с подземными коммуникациями.	II	1,25 P _{раб}	P _{зав}	нет	6	12

Соединение труб на сварке. После сварки сварные стыки трубопроводов подлежат контролю в объеме 100 % физическими методами.

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом согласно таблицы 3.4 (раздел 16 табл.34 СП 34-11-97).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82; ультразвуковой контроль - в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86; магнитографический - ГОСТ 25225-82.

Таблица 3.4 Объемы контроля сварных соединений промышленных трубопроводов

Категории участков трубопроводов	Количество сварных соединений, проконтролированных физическими методами, %			
	Всего	Радиографический, не менее	Ультразвуковой	Магнитографический
1	2	3	4	5
I	100	100	-	-
II	100	100	-	-

Согласно п.43 приказа от 30 ноября 2017 года №515 Ростехнадзора после завершения строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность трубопровод должно быть осуществлено комплексное опробование.

На углах поворота трубопровода в горизонтальной плоскости, на переходах через препятствия устанавливаются линейные опознавательные знаки.

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	Лист
									8

Характеристика проектируемых трубопроводов представлена в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Характеристика проектируемого нефтегазосборного трубопровода

Назначение трубопровода	Диаметр условный, мм	Протяженность трубопроводов, м	Категории участков по СП 284.1325800.2016			Контроль физическими методами по СП 284.1325800.2016	Давление испытания, МПа по СП 284.1325800.2016	
			I	II	III		на прочность	на герметичность
Нефтепровод от узла подключения до НПС-1	159х6,0	16,7	-	100	-	100 %, из них 100 % радиографич.	1,25 P _{раб} = 2,5 МПа	P _{раб.} = P _{исп.} = 2,0 МПа
Нефтепровод от НПС-1 до узла подключения	159х6,0	17,1	-	100	-	100 %, из них 100 % радиографич.	1,25 P _{раб} = 2,5 МПа	P _{раб.} = P _{исп.} = 2,0 МПа

Соединение труб на сварке. Для сварки трубопроводов и их элементов применять сварочные материалы согласно СП 284.1325800.2016 раздел 11.2. Сварочные материалы должны иметь сертификаты и удовлетворять требованиям государственных стандартов. К производству сварочных работ следует допускать сварщиков, аттестованных в установленном порядке.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП)

Источником электроснабжения скважин, согласно техническим условиям, является ВЛ-10кВ фидера 214-15 ПС «Камышла».

Для внешнего электроснабжения; проектируемых нагрузок, проектом предусматривается строительство одноцепной отпайки ВЛ-10кВ от существующего фидера 214-15, проводом АС70/ 11.

Общая протяженность ВЛ-10кВ составляет 0,011 км.

Электроснабжение проектируемых нагрузок 0,4 кВт на площадке НПС-1 Егоркинского нефтяного месторождения выполняется от проектируемой КТП-160/10/0,4кВ;

В качестве резервного источника электроснабжения предусматривается передвижная дизельная электростанция мощностью 125 кВт марки АД 125-Т400.

Электроснабжение на площадке НПС-1 выполняется согласно тех. условий ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

Принципиальная схема электроснабжения, схемы присоединений КТП, планы наружных электрических сетей приведены в черт. 46-19-ИОС1.ГЧ.

Изм. №	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	Лист
							9

4 Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии

Потребность в основных видах ресурсов обосновывается принятой технологической схемой и хозяйственно-бытовыми нуждами.

Потребность в основных видах ресурсов для технологических нужд:

-расход воды на хозяйственно-питьевое и хозяйственно-бытовые цели составит 29,7 м3.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

5 Сведения о проектной мощности объекта капитального строительства

Функциональное назначение объекта

Строительство объектов обустройства месторождений нефти

Сооружения входящие в состав сложного объекта:

Площадные сооружения

1 Площадка НПС-1;

Почтовый (строительный) адрес: Россия, Республика Татарстан, Нурлатский муниципальный район;

Функциональное назначение – перекачка продукции нефтяных скважин;

Проектируемые технико-экономические показатели

Уровень ответственности – нормальный.

2 Промысловый трубопровод от узла подключения до НПС-1

Почтовый (строительный) адрес: Россия, Республика Татарстан, Нурлатский муниципальный район;

Функциональное назначение - транспорт продукции скважин;

Проектируемые технико-экономические показатели – протяженность 0,0167 км, диаметр 159х6,0мм;

Уровень ответственности – повышенный.

3 Промысловый трубопровод от НПС-1 до узла подключения

Почтовый (строительный) адрес: Россия, Республика Татарстан, Нурлатский муниципальный район;

Функциональное назначение - транспорт продукции скважин;

Проектируемые технико-экономические показатели – протяженность 0,0171 км, диаметр 159х6,0мм;

Уровень ответственности – повышенный.

4 Трасса ВЛ-10кВ от сущ. ВЛ ф.214-15 ПС «Егоркино» E=10кВ

Почтовый (строительный) адрес: Россия, Республика Татарстан, Нурлатский муниципальный район;

Функциональное назначение - электроснабжение объектов промысла;

Проектируемые технико-экономические показатели – протяженность 0,011 км;

Уровень ответственности – нормальный.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

46-19-ПЗ

Лист

11

6. Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах

Расход воды для пожаротушения на период строительства определяем из расчета $q=5$ л/с (МДС 12-46.2008), расчетную продолжительность тушения пожара принимаем равной $t=3$ ч. (СП 31.13330.2012).

Расход воды составит $V=q \times t=54 \text{ м}^3$.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№дож	Подп.	Дата

46-19-ПЗ

7. Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства

Образование отходов на месторождении связано в основном со строительством и обустройством скважин, капитальным ремонтом скважин.

В процессе строительства образуется строительный мусор и ТБО.

В период эксплуатации объекта образование отходов обуславливается проведением ремонта.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

8. Сведения о земельных участках

Потребная площадь земляных участков на период строительства и эксплуатации месторождения определяются в соответствии с действующими нормами СН. Величина земляных площадей, отводимых для строительства месторождений приняты:

- для нефтяных и газовых скважин в соответствии с СН-459-74;
- для магистральных трубопроводов – СН-452-73;
для электрических сетей – СН-465-74;
- для магистральных водоводов и канализационных коллекторов – СН-456-73.

Технико-экономические показатели НПС-1:

- | | |
|---|----------------------------|
| - Площадь земельного участка (согласно ГПЗУ) | - 4696,0 м ² ; |
| - Площадь территории НПС-1 в пределах ограждения | - 826,0 м ² ; |
| в том числе: | |
| - площадь застройки всех сооружений внутри территории НПС-1 | - 106,5 м ² ; |
| - площадь покрытия (щебеночные проезды внутри территории НПС-1) | - 290,6 м ² ; |
| - площадь неиспользованной территории внутри НПС-1 | - 428,9 м ² ; |
| - Площадь площадки для стоянки за территорией НПС-1 | - 208,83 м ² ; |
| - Площадь территории под подъездную дорогу в пределах ГПЗУ | - 543,84 м ² ; |
| - Площадь неиспользованной территории вне территории НПС-1 | - 3089,41 м ² ; |

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	Лист
							14

9. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков

Размер средств для возмещения убытков требуется и будет рассчитано и предъявлено собственниками (землепользователями), арендаторами во время изъятия земельных участков у них.

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	Лист 15
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

10. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

При разработке данной проектной документации изобретения и патентные исследования не использовались.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			46-19-ПЗ				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

11. Техничко-экономические показатели проектируемого объекта

Таблица 11.1 - Распределение объемов СМР по годам строительства*

Виды работ, наименования объектов строительства	Сметная стоимость, тыс. руб.		2020 год				
	всего	в т.ч. объем СМР	2 квартал		3 квартал		
			4	5	6	7	8
1	2	3	5	6	7		
Организационный период	7062,0	5175,456	<u>3531.0</u> 2587,725	<u>3531.0</u> 2587,725			
Временные здания и сооружения	121000,18	91234,0	<u>60500,09</u> 45617,0	<u>60500,09</u> 45617,0			
Строительно-монтажные работы	21871937,82	16491590,54		<u>10935968,91</u> 8245795,225	<u>10935968,91</u> 8245795,225		
ИТОГО по главам 1-3 в текущих ценах по состоянию на 2 кв. 2018 года	22000000,0	16588000	<u>64031,09</u> 48204,75	<u>1100000</u> 8293999,95	<u>10935968,91</u> 8245795,225		
Итого по кварталам			11064031,09		10935968,91		
			8342204,77		8245795,23		

*см. совместно с организационно-технологической схемой строительства

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

12. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальных технических условий Заказчиком не представлено.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	46-19-ПЗ	

13. Сведения об использованных компьютерных программах

Для разработки проектной документации были использованы компьютерные программы: Microsoft Word, AutoCAD, Компас, Гранд-СМЕТА и др.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
								19
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

14. Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по очередям

Согласно заданию на проектирование строительство не предусматривает очередность

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

15. Заверение о соответствии результатов инженерных изысканий и проектной документации установленным государственным требованиям

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, с требованиями действующих в Российской Федерации законодательных, нормативно-правовых, регламентирующих документов и с соблюдением технических условий.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

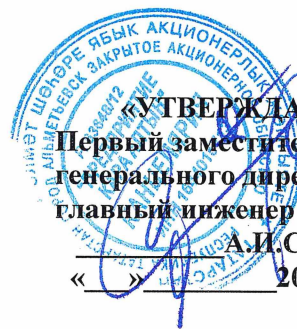
Приложение

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					46-19-ПЗ	Лист
						22		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			

«УТВЕРЖДАЮ»
Генеральный директор
ООО «Проект МНК»
Л. А. Кабиров
« » 2019г.



«УТВЕРЖДАЮ»
Первый заместитель
генерального директора-
главный инженер
А.И. Саттаров
« » 2019г.



ЗАДАНИЕ

На проектирование объекта: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

Номер	Перечень основных данных и требований	Содержание данных и требований
1	Основание для проектирования	Разработка Егоркинского нефтяного месторождения
2	Вид строительства	Новое строительство
3	Стадийность проектирования	Выполнить в стадии «Проектная документация» «Рабочая документация»
4	Наименование проектной организации	ООО «Проект МНК»
5	Наименование заказчика и его адрес	Закрытое акционерное общество «Предприятие Кара Алтын», РТ, Альметьевский район, г. Альметьевск, ул. Шевченко д.48
6	Сроки проектирования	начало – 15.01.2019 окончание – 10.07.2019
7	Сроки строительства	начало – 2019 год окончание – 2020 год
8	Требования к качеству и конкурентоспособности	Согласно действующим стандартам и нормативным документам
9	Место размещения проектируемого объекта	РТ, Нурлатский муниципальный район
10	Особые условия строительства	отсутствуют
11	Решение застройщика о выделении средств на проектирование объекта	Оплата из лимита ПИР
12	Состав и основные характеристики проектируемых зданий или сооружений	Перечень сооружений на НПС предусмотреть с учетом нормативной документации.
13	Схема расположения проектируемого объекта	Обзорная схема
14	Требования для разработки раздела "Конструктивные и объемно-планировочные решения"	Согласно действующим нормативным документам
15	Требования для разработки раздела "Проект организации работ по сносу линейного объекта"	По необходимости
16	Необходимость и объем разработки раздела "Проект организации строительства"	Разработать раздел ПОС
17	Требования для разработки "Мероприятия по охране окружающей среды" В составе ООС «Мероприятия по рекультивации нарушенных	Согласно действующим нормативным документам. По защите окружающей природной среды от загрязнения: - Руководствоваться Постановлением "О соблюдении требований и законодательства об

	земель», ООПТ (Особо охраняемые природные территории).	охране природы и рационального использования природных ресурсов" от 03.07.85г. и от 21.12.91г. №2060-1. - Герметизированную систему сбора, транспорта нефти, газа и воды. - Замкнутую систему канализации промышленных стоков, полную утилизацию нефтепромысловых сточных вод в продуктивные пласты и горизонты в целях экономии пресной воды. По рекультивации нарушенных земель: - Руководствоваться Земельным кодексом Российской Федерации, принятым Государственной Думой 28.09.01г. №136-ФЗ от 25.10.01г. Разработать разделы: ОВОС, ООС.
18	Требования для разработки "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности"	Согласно действующим нормативным документам
19	Необходимость и объем разработки раздела «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»	Разработать раздел ЭЭ
20	Необходимость и объем разработки раздела «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства»	Разработать раздел БЭ (по необходимости)
21	Необходимость и объем разработки раздела «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»	Разработать раздел ГОЧС
22	Необходимость и объем разработки раздела «Структурированная система мониторинга и управления инженерными системами зданий и сооружений»	Разработать раздел СМИС (по необходимости)
23	Необходимость и объем разработки раздела «Декларация промышленной безопасности»	Разработать раздел ДПБ (по необходимости)
24	Необходимость и объем разработки раздела «Технический отчет по результатам инженерно геодезических изысканий» для подготовки проектной документации	Разработать раздел ИГДИ
25	Необходимость и объем разработки раздела «Технический отчет по	Разработать раздел ИГИ

	результатам инженерно-геологических изысканий» для подготовки проектной документации	
26	Необходимость и объем разработки раздела «Технический отчет по результатам инженерных-гидрометеорологических изысканий» для подготовки проектной документации	Разработать раздел ИГМИ
27	Необходимость и объем разработки раздела «Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий» для подготовки проектной документации	Разработать раздел ИЭИ
28	Технические условия <u>(согласно утвержденному перечню ТУ) - прилагается</u>	ТУ на технологические решения №2019/9/ТЕХ от 10.01.2019г. ТУ на электроснабжение №2019/9/ОГЭ от 10.01.2019г. ТУ на автоматизацию, телемеханику и связь №2019/ИПС Ег/УАП от 10.01.2019г. ТУ на водоснабжение и водоотведение №2019/9/ОКС от 10.01.2019г.
29	Требования для разработки мероприятий по организации рабочих мест и обеспечению требований охраны труда	Не требуется
30	Требования для разработки подъездных транспортных коммуникаций	Не требуется
31	Исходные данные и требования органа управления по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям для разработки подраздела "Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера"	Согласно действующих нормативных документов. 1. Согласно Постановлению Правительства РФ от 15.04.1994г. №330-15 запланировать обеспечение обслуживающего персонала средствами индивидуальной защиты органов дыхания. 2. Разработать мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций и инженерно-технические мероприятия гражданской обороны в соответствии ТУ МЧС РТ. 3. Основные технологические объекты и административно-бытовые здания должны быть надежно изолированы от несанкционированного доступа посторонних лиц, согласно Постановления Кабинета Министров РТ от 28.08.1998г. 4. Согласно требований МЧС и ГО РТ.
32	Требования для разработки «Санитарно защитная зона» СЗЗ	Разработать
33	Требования для разработки «Градостроительный план земельного участка» ГПЗУ	Разработать
34	Требования для разработки «Проект планировки территории» ППТ и ПМТ	Не требуется

35	Требования для разработки «Историко-культурное наследие»	Разработать
36	Требования к правилам выполнения и оформления документации	Согласно действующим нормативным документам
37	Требования к форме и количеству экземпляров выдаваемой документации	Предоставить Заказчику" 4 экземпляра на бумажном носителе (изыскания 1 экземпляр, проект 4 экземпляра), 1 экземпляр на электронном носителе, содержащем файлы в редактируемом (dwg) и не редактируемом (pdf) формате.
38	Требования о согласовании проектной документации	Произвести согласование с составлением актов на этапах согласно календарного плана.
39	Требования по организации проведения государственной экспертизы	Получить положительное заключение Главгосэкспертизы России
40	Требования по разработке рабочей документации	ГОСТ Р 21.1101-2013

СОГЛАСОВАНИЕ

Заместитель генерального директора

по капитальному строительству

Заместитель генерального директора-

главный геолог

Заместитель начальника ОКС

Главный энергетик

Главный механик

Начальник УАП

А.Р.Хабибов

Р.К. Хайрtdинов

А.Ш.Сыраев

Н.И.Тимербаев

Е.Д. Чернов

А.Р. Гайнуллин

Утверждаю»
 Первый заместитель генерального
 директора - главный инженер
 ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»
 Саттаров А.И.
 «_____» _____ 2019 г.



Технические условия №2019/9/ТЕХ от «10» января 2019 г.
 на технологические решения
 по объекту: «НПС-1 Егоркинского месторождения»


№ п.п.	Наименование показателя	Технические требования
1	Номера добывающих кустов, порядковые номера, дебет скважин.	-
2	Номера нагнетательных скважин, объем закачки.	-
3	Номера водозаборных скважин, объем откачки.	-
4	Привод скважинных насосов, ГНО	-
5	Выкидной, промысловый трубопроводы (рекомендуемый диаметр, тип, ЭХЗ).	Рассчитать количество жидкости, требуемой на заполнение вновь проектируемых нефтепроводов, для сборного трубопровода рекомендуемый тип трубы с наружным и внутренним полимерным покрытием ТПСУ или ППТ, наружный диаметр 114 мм. Определить необходимость ЭХЗ выкидных линий скважин и сборных трубопроводов от грунтовой коррозии.
6	Высоконапорный трубопровод (рекомендуемый диаметр, тип, ЭХЗ).	-
7	Максимальное давление в системе нефтесбора.	Не более 2,0 МПа
8	Максимальное давление в нагнетательной системе.	-
9	Устьевая арматура добывающих скважин.	-
10	Устьевая арматура нагнетательных скважин.	-
11	Устьевая арматура водозаборных скважин.	-
12	Блоки подачи реагента в систему нефтесбора.	Предусмотреть блок подачи реагента в систему нефтесбора, рассчитать место установки. Для закачки реагента предусмотреть дозировочную установку БР-2,5.
13	Блоки подачи реагента в нагнетательную систему.	-
14	Подогрев, утепление устья нагнетательных скважин.	-


15	Доп. требования	Подобрать модель мультифазного насоса типа NEMO исходя из гидравлического расчета напорного нефтепровода, а также от объема перекачиваемой жидкости. Перечень сооружений на НПС предусмотреть с учетом нормативной документации.
----	-----------------	--

Согласовано:

Начальник ПТО _____ Дворкин И.И.

Главный механик _____ Чернов Е.Д.

Handwritten signatures in blue ink, one appearing to be 'И.И. Дворкин' and the other 'Е.Д. Чернов', positioned over the signature lines.

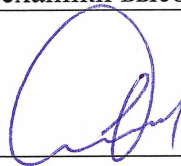

«Утверждаю»
 Первый заместитель генерального
 директора - главный инженер
 ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»
 Саттаров А.И.
 «_____» _____ 2019 г.

Технические условия №2019/НПС Ег/УАП от «10» января 2019г.
 на автоматизацию, телемеханику и связь
 по объекту: **«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».**


№п/п	Наименование показателя	Технические требования
1.	Местный контроль давления на входе и выходе НПС	Предусмотреть технические манометры с классом точности не хуже 2,5. При выборе типоразмеров и марки манометров руководствоваться действующими Правилами и Нормами.
2.	Дистанционный контроль уровней в дренажных и ливневых емкостях (при наличии).	Предусмотреть сигнализаторы уровня с выводом сигнала в существующую систему телеметрии через контроллер «Стандарт» 1КП1.
3.	Дистанционный контроль давления в трубопроводе на входе и выходе насоса.	Предусмотреть датчики давления Метран - 55 с диапазоном измерений 0...6,0 Мпа с передачей информации в существующую систему телеметрии по УКВ-радиоканалу, либо GSM посредством контроллера «Стандарт» 1КП1 в антивандальном ящике производства ООО «Смарт+» г. Казань.
4.	Прокладка контрольных и сигнальных кабелей	Предусмотреть металлические короба на эстакадах, либо, подземную прокладку кабелей с мех.защитой в местах входа и выхода из земли. Для отдельных проводов предусмотреть мех. защиту.
5.	Управление приводом насоса и контроль за его работой.	Предусмотреть вывод на телемеханику состояния «вкл-выкл» типа «сухой контакт». Предусмотреть передачу информации с СУ насоса на контроллер «Стандарт» 1КП1.
6.	Связь.	Предусмотреть мачту для установки антенны системы телемеханики высотой 10 метров.

Согласовано:

Начальник УАП _____



Гайнуллин А.Р.


Утверждаю»
 Первый заместитель генерального
 директора - главный инженер
 ЗАО «Предприятие Кара Алтын»
 Саттаров А.И.
 «___» _____ 2019 г.

Технические условия №2019/9/ОГЭ от «10» января 2019 г.
 на электроснабжение по объекту: «НПС-1 Егоркинского месторождения»

№ п.п.	Наименование показателя	Технические требования
1	Источник электроснабжения.	Ф-р 214-15 с п/с «Камышла».
2	Категория электроснабжения.	3
3	Отпайка ВЛ (опоры, провод, изоляторы).	Существующая ВЛ-10 кВ ф-ра 214-15.
4	Тип силовых трансформаторов, разъединителей.	Проектом предусмотреть установку РЛНД-10/400 на существующую анкерную опору № . Установку КТПК 250/10/0,4 рядом с анкерной опорой. Трансформатор ТМ-250/10/0,4 кВ.
5	Заземление и молниезащита (отпайка, электрооборудование).	Заземление и молниезащиту технологического оборудования и электрооборудования НПС выполнить согласно СНиП и ПУЭ.
6	Подключение скважин к КТП (надземное, подземное, тип, защита, герметизация).	Установку шкафа управления насосом с частотным преобразователем возле насоса, согласно мощности МФН. Подключение объектов по 0,4 кВ выполнить кабелем, проложенным по эстакаде. Марку и сечение кабелей определить проектом Выполнить мех. защиту кабелей и герметизацию на выходе из КТП, на входе, выходе из шкафа управления, и на входе э/дв. НПС
7	Тип и мощность компенсирующих устройств. Реактивная мощность.	Не требуется
8	Необходимость реконструкции магистральной ВЛ.	Определить проектом
9	Доп. требования	Предусмотреть освещение площадки МФН. Установить охранную зону объектов электрохозяйства и особых условий использования земельного участка
10	Согласование.	Проект согласовать с ОГЭ

Согласовано:

Главный энергетик _____  _____ Тимербаев Н.И.

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

"ПРЕДПРИЯТИЕ КАРА АЛТЫН"

423450 Республика Татарстан
г. Альметьевск
ул. Шевченко, 48.
тел/факс (8553) 45-80-99/45-81-02



р/с 40702810000090001889 Филиал
Банковский центр ТАТАРСТАН ПАО
Банк ЗЕНИТ
к/с 30101810200000000702
ИНН 1644015713
БИК банка 049205702
ОКОНХ 11210, ОКПО 12997197

Технические условия на проектирование НПС на Егоркинском нефтяном месторождении ЗАО «Предприятия Кара Алтын»

Технологические процессы добычи, сбора, подготовки нефти и газа, их техническое оснащение, выбор систем управления и регулирования, места размещения средств контроля, управления и противоаварийной защиты должны учитываться в проектной документации на обустройство и обеспечивать безопасность обслуживающего персонала и населения.

Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектной документацией и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную герметичность и сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа).

Для взрывопожароопасных технологических систем, технических устройств и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, в проектной документации необходимо предусматривать меры по ее снижению, исключению возможности аварийного перемещения, сдвига, разгерметизации и разрушения их узлов и деталей.

Открытые движущиеся и вращающиеся части технических устройств ограждаются или заключаются в кожухи. Такие технические устройства должны быть оснащены системами блокировки с пусковыми устройствами, исключающими пуск их в работу при отсутствующем или открытом ограждении. Соответствующее требование устанавливается техническими заданиями на разработку и изготовление технических устройств.

Ограждение должно быть быстроразъемным и удобным для монтажа.

Конструкция и крепление ограждения должны исключать возможность непреднамеренного соприкосновения работающего с ограждаемым элементом.

При размещении установок, трубопроводов и инженерных сетей должны соблюдаться законодательные и иные нормативные правовые акты в сфере охраны природных ресурсов и в сфере охраны окружающей среды.

Технологические системы, их отдельные элементы, технические устройства должны быть оснащены необходимой запорной арматурой, средствами регулирования и блокировки, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию.

Электрооборудование ОПО должно быть стойким в отношении воздействия окружающей среды или защищенным от этого воздействия.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть выполнены в соответствии с требованиями данной главы Правил и заземлены (занулены).

Все контрольно-измерительные приборы, щиты управления, защитные металлорукава подводящих кабельных линий подлежат заземлению независимо от применяемого напряжения.

Металлические трубы промышленных трубопроводов должны соединяться сваркой.

Фланцевые и резьбовые соединения допускаются лишь в местах присоединения запорной арматуры, регуляторов давления и другой аппаратуры, а также контрольно-измерительных приборов.

Запрещается присоединение к трубопроводу фланцевой запорной арматуры сваркой.

В начале и конце каждого трубопровода следует устанавливать запорные устройства для экстренного вывода трубопроводов из эксплуатации.

Запорные устройства должны также устанавливаться на опасных участках.

При проектировании технологического оборудования и трубопроводов должна быть предусмотрена герметичная, закрытая дренажная система для полного слива токсичных и взрывопожароопасных жидкостей (включая емкости для их нейтрализации, линии подачи на установки термического обезвреживания либо до установки по закачке этих веществ в поглощающие скважины).

Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего либо обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами. В местах прохода людей над трубопроводами, расположенными на высоте 0,25 м и выше от поверхности земли, площадки или пола, должны быть устроены переходные мостики, которые оборудуются перилами, если высота расположения трубопровода более 0,75 м.

Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов, у площадок обслуживания скважин - не более 45 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м, у лестницы для переноса тяжестей - не менее 1 м. Расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 0,25 м. Ширина ступеней должна быть не менее 0,2 м и иметь уклон вовнутрь 2 - 5 градусов.

С обеих сторон ступени должны иметь боковые планки или бортовую обшивку высотой не менее 0,15 м, исключаящую возможность проскальзывания ног человека. Лестницы должны быть с двух сторон оборудованы перилами высотой 1 м.

Проектная документация на здания, сооружения, строительные конструкции, инженерное оборудование и строительные материалы должна содержать пожарно-технические характеристики, предусмотренные настоящим Федеральным законом.

(Часть в редакции, введенной в действие с 12 июля 2012 года [Федеральным законом от 10 июля 2012 года N 117-ФЗ](#)).

Заместитель главного инженера-
Начальник ООТ и ПБ



Р.И.Сабилов

«Утверждаю»

Заместитель генерального
директора по капитальному
строительству ЗАО «Пред-
приятие Кара Алтын»

А.Р.Хабиров

Технические условия №2019/9/ОКС от «10» января 2019г.

на водоснабжение и водоотведение

по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

№ п.п.	Наименование показателя	Технические требования
1	Питьевое водоснабжение на период строительства и эксплуатации.	Питьевое водоснабжение на период строительства и эксплуатации предусмотреть за счет привозной воды, доставляемой по договору с ИП Шабакаев Н.Р. №01/19-ПКА от 01.01.2019г
2	Хозяйственно-бытовое производственное водоснабжение.	Водоснабжение для хозяйственно-бытовых на период строительства будет осуществляться на основании договора, заключаемого подрядной организацией (ведущее строительно-монтажные работы) с поставщиком ООО «Вилен» №11/17 от 01.02.2017г
3	Обеспечение водой для промывки и гидроиспытаний.	Водоснабжение для технических (в том числе промывка и гидравлические испытания оборудования и трубопроводов) на период строительства будет осуществляться на основании договора с ООО «Управление по подготовке технологической жидкости для поддержания пластового давления» №16/22/497 от 14.09.2017г
4	Вывоз и утилизация производственно-дождевых стоков с производственных площадок.	Утилизация производственно-дождевых стоков с производственных площадок будет осуществляться путём вывоза на существующие установки подготовки сточной воды на УПСВ Светлоозерского нефтяного месторождения ЗАО «Предприятие Кара Алтын» с последующей закачкой в систему ППД. Состав сооружений: отстойник (V=100 м ³) рег.№203, аппарат (V=100 м ³) рег.№225.
5	Сбор хозяйственно-бытовых стоков.	Хозяйственно-бытовую канализацию на период строительства предусмотреть в виде выгребов с последующей откачкой и вывозом стоков автобойлерами и утилизацией по договору №81 с ООО «Промочистка» от 01.01.2019г

Согласовано:

Заместитель начальника ОКС

Сыраев А.Р.

СОГЛАСОВАНО:

Директор

ООО «Нефтегазизыскания»

И.А. Мустафин

« 15 » 08 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора по капитальному строительству ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

А.Р. Хабибов

« 15 » 08 2020 г.

ЗАДАНИЕ

На производство инженерных изысканий для промышленного строительства
(промышленного, гражданского, сельскохозяйственного)

1. Основание для производства инженерных изысканий задание на проектирование
2. Наименование объекта: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».
3. Проектная организация: ООО «Проект МНК»
4. Застройщик: ЗАО «Предприятие Кара Алтын», РТ, Альметьевский район, г. Альметьевск, ул. Шевченко д.48
(наименование, адрес, телефон)
5. Вид строительства: новое строительство
6. Виды изысканий: **инженерно-геодезические**
7. Данные о местоположении объекта: РТ, Нурлатский муниципальный район
8. Стадия проектирования: проектная и рабочая документация
9. Срок начала строительства: начало 2019 окончание 2020 г.
10. Требования к инженерно-геодезическим изысканиям:
 - 10.1 По площадным сооружениям: выполнить съемку площадки под НПС-1
Площадью 1,9 га
в масштабе 1:500, система координат местная
(условная, местная)
 - Система высот Балтийская. Сечение рельефа горизонталями через 0,5 м.
(условная, балтийская)
 - 10.2. По линейным сооружениям: ВЛ-10 кВ – 0,011 км. Нефтепровод от НПС-1 до узла подключения – 0,0171км; Нефтепровод от узла подключения до НПС-1 – 0,0167.
(наименование и количество, размеры и площадь)
- съемку трасс выполнить в масштабе: горизонтальном 1:1000, вертикальном 1:100, сложные участки трасс (переходы через ручьи, реки, овраги, а/д, ж/д и т.д.) снять в масштабе: горизонтальном 1:500, вертикальном 1:100. Съемку трасс проводить в полосе шириной до 100 м.
- 10.3. Прочие требования: при съемке нанести все подземные и наземные сооружения и коммуникации, конструктивное исполнение, назначение, ведомственную принадлежность, для трубопроводов – диаметр и заглубление; для кабелей – сечение, заглубление и напряжение: для воздушных линий ЛЭП и ЛЭС – напряжение, конструкция опор, их высота, место опор подключения, сечение проводов и высота подвески, температура во время измерения, опоры снять не менее 2-х штук от оси трассы, все пересекаемые ВЛ должны быть обозначены номерами фидеров. Площадки закрепить реперами, в местах обеспечения сохранности, исходя из условий местности.
(ненужное зачеркнуть)
- 10.4. Изыскания выполнить в соответствии с действующими нормативными документа-

ми:

- СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения»;
- СП 11-104-97 «Инженерно-геодезические изыскания для строительства» 1 и 2 части;
- ГКИНП 02-033-82 Инструкция по топографической съемке в М1:500;
- ПТБ-88. Правила по технике безопасности на топографо-геодезических работах ГУГК СССР от 09.02.1989 г.

11. Уровень ответственности: нормальный.

12. В результате изысканий представить отчет в соответствии с действующими нормативными документами:

- на бумажном носителе в 4-х экземплярах;
- в электронном виде в формате .pdf, а также форматах программ AutoCad 2004, Word 2000, Excel 2000 в 2-х экземплярах.
- материалы изысканий представить в формате DWG в местной системе координат и Балтийской системе высот.

В составе отчета выдать: планы площадок масштаба 1:500.

Прочие требования:

13. Получить разрешение на производство инженерных изысканий.

14. Должность, Ф.И.О., номер телефона сотрудника заказчика (застройщика), ответственного за данный объект:

Заместитель начальника ОКСа Сыраев Артур Шагитович тел. 45-81-14

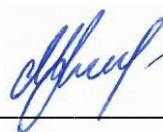
15. К техническому заданию прилагаются:

Обзорная схема Егоркинского месторождения нефти. Масштаб 1:25000

(перечень топографических планов, схем, генеральных планов, копии решений исполкомов о согласовании

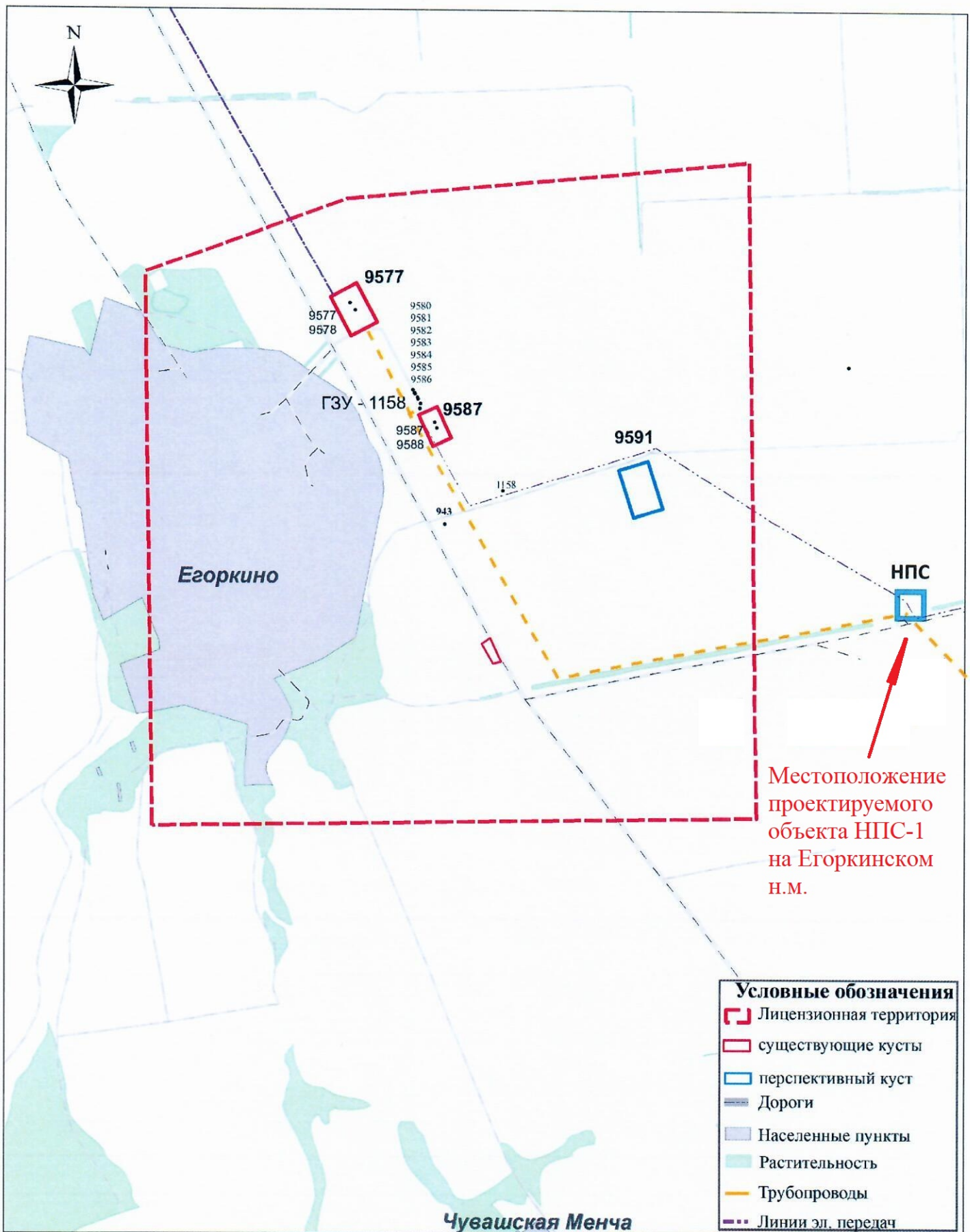
_____ места расположения объекта или акт выбора площадок (трасс), технические условия на подключение трасс и др.)

ГИП ООО «Проект МНК»



_____ Р.М.Мовламов

**Обзорная схема
Егоркинского месторождения нефти.
Масштаб 1 : 25 000**



СОГЛАСОВАНО:

Директор

ООО «Нефтегазизыскания»

И. А. Мустафин

« 15 » 08 2020 г.



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора по капитальному строительству ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

А.Р. Хабибов

« 15 » 08 2020 г.

ЗАДАНИЕ

На производство инженерных изысканий для промышленного строительства
(промышленного, гражданского, сельскохозяйственного)

1. Основание для производства инженерных изысканий задание на проектирование
2. Наименование объекта: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».
3. Проектная организация: ООО «Проект-МНК»
4. Застройщик: ЗАО «Предприятие Кара Алтын», РТ, Альметьевский район, г. Альметьевск, ул. Шевченко д.48
(наименование, адрес, телефон)
5. Вид строительства: новое строительство
6. Виды изысканий: **инженерно-геологические**
7. Данные о местоположении объекта: РТ, Нурлатский муниципальный район
8. Стадия проектирования: проектная и рабочая документация
9. Срок начала строительства: начало 2019 окончание 2020 г.
10. Требования к инженерно-геологическим изысканиям:
 - 10.1. Определить категорию грунтов, их физико-механические свойства, пучинистость, коррозионность, наличие грунтовой воды. Указать максимальный уровень подъема вод в паводок.
 - 10.2. Представить геолого-литологические колонки скважин и инженерно-геологические разрезы по ним. По грунтам представить:
 - нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик;
 - относительную деформацию пучения, глубину промерзания;
 - наличие и уровень подземных вод, его колебания;
 - коррозионную активность грунтов и грунтовых вод к металлу и бетону, согласно СП 28.13330.2010;
 - просадочность, пучинистость и другие специфические свойства.
 - 10.3. Определить на исследуемой территории опасные инженерно-геологические процессы и явления (подтопляемость, оврагообразование, оползни и др.).
 - 10.4. Изыскания выполнить в соответствии с действующими нормативными документами: СП 47.13330.2012, СП 11-105-97, СП 22.13330.2011, ГОСТ 9.602-2016, СП 28.13330.2010, ГОСТ 25100-2011, ГОСТ 12071-2014, ГОСТ 12536-2014, ГОСТ 5180-2015, ГОСТ 21302-96, ГОСТ 20522-2012.
 - 10.5 Сейсмичность района работ принять по карте ОСР-2015 (А).
11. Перечень отчетных материалов:
 - 11.1. программа на производство инженерно-геологических изысканий;
 - 11.2. технический отчет, представленный:
 - на бумажном носителе в 4-х экземплярах;
 - в электронном виде в формате программ AutoCad 2004, Word 2000, Excel 2000 в

2-х экземплярах.

- картографические координаты и материалы изысканий представить в формате DWG в местной системе координат и Балтийской системе высот.

Прочие требования:

12. Получить разрешение на производство инженерных изысканий.

13. Должность, Ф.И.О., номер телефона сотрудника заказчика (застройщика), ответственного за данный объект:

Заместитель начальника ОКСа Сыраев Артур Шагитович тел. 45-81-14

14. К техническому заданию прилагаются:

Обзорная схема Егоркинского месторождения нефти. Масштаб 1:25000, техническая характеристика проектируемых линейных сооружений, техническая характеристика проектируемых зданий и сооружений

(перечень топографических планов, схем, генеральных планов, копии решений исполкомов о согласовании

места расположения объекта или акт выбора площадок (трасс), технические условия на подключение трасс и др.)

ГИП: ООО «Проект-МНК»



Р.М.Мовламов

Таблица 1

Техническая характеристика проектируемых линейных сооружений (инженерных коммуникаций)

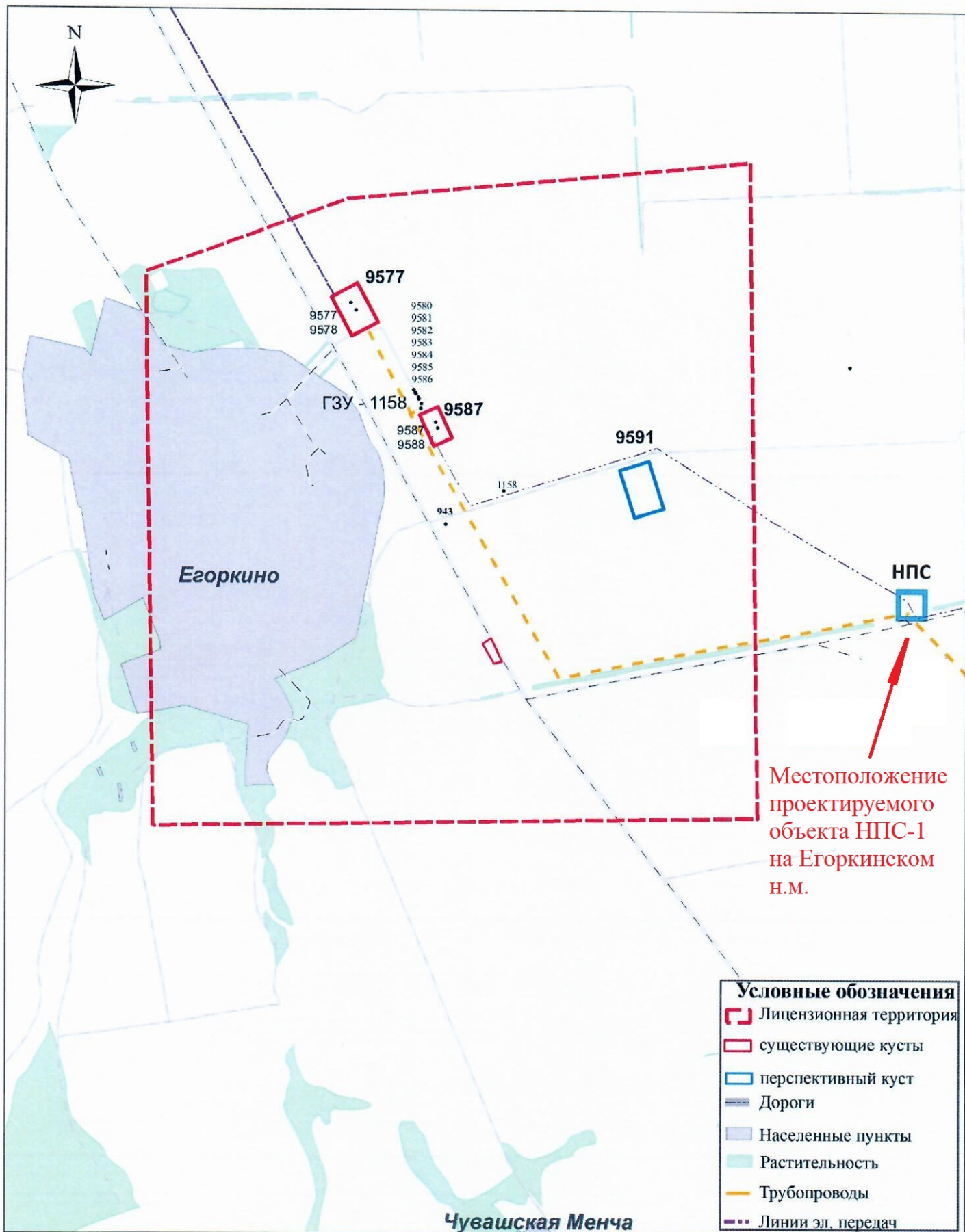
№пп	Линейное сооружение	Точки подключения примыкания	Протяженность, км	Предполагаемая глубина заложения, м	Материал труб, кабеля, (сталь, асбоцемент, керамика, чугун, алюминиевая или свинцовая оболочка)	Диаметр труб, мм Давление, Мпа	Тип основания (на опорах, сваях, в грунте, т.е. естественное)
1	3	4	5	6	7	8	9
1	Нефтепровод от НПС-1 до узла подключения	Узел подключения	≈ 0,0171	-1,8	сталь	<u>Ду 159</u> 2	в грунте
2	Нефтепровод от узла подключения до НПС-1	МФН	≈ 0,0167	-1,8	сталь	<u>Ду 159</u> 2	в грунте
3	Отпайка от сущ ВЛ-10 кВ	КТП	≈ 0,011	-	АС-70	-	На опорах

Таблица 2

Техническая характеристика проектируемых зданий и сооружений

Номер сооружения по ген-плану	Вид и назначение проектируемого здания (сооружения)	Класс ответственности здания (сооружения) в соответствии с «Правилами учета степени ответственности зданий и сооружений при проектировании конструкций»	Этажность	Предполагаемый тип или варианты фундамента: (ленточный, плитный, на отдельных опорах, свайный)	Наличие подвалов, прямиков, их глубина	Предполагаемая глубина заложения фундаментов на естественном основании (ленточные, плитные, на опорах)	Предполагаемая нагрузка на фундамент						Прочие особенности сооружения (наличие мокрых технологических процессов, наличие динамических нагрузок, допускаемые величины деформации и др.)	
							предполагаемая длина свай	ленточный, кН/м	плитный, кН/м	на отдельных опорах, кН	на одну сваю, кН	на куст свай, кН		на свайное поле, кН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	Мультифазные насосы-2 шт.	II	-	железобетонная плита	-	2,9	-	До 500	-	-	-	-	-	-
2	Молниеотвод с флюгером	II	-	на отдельных опорах	-	3,5	-	-	-	До 500	-	-	-	-
3	Станция управления	II	-	железобетонная плита	-	2,5	-	До 100	-	-	-	-	-	-
5	КТП	II	-	на мет. подставке	-	-	-	-	-	До 500	-	-	-	-
8	Емкость дренажная. 8м ³	II	-	Искусств. основание	-	-	-	До 100	-	-	-	-	-	-
9	Емкость канализационная. 5м ³	II	-	Искусств. основание	-	-	-	До 100	-	-	-	-	-	-
10	Радиомачта	II	-	на отдельных опорах	-	3,5	-	-	-	До 500	-	-	-	-
11	Установка дозирования реагента	II	-	железобетонная плита	-	2,5	-	-	-	До 500	-	-	-	-

**Обзорная схема
Егоркинского месторождения нефти.
Масштаб 1 : 25 000**



СОГЛАСОВАНО:

Директор
ООО «Нефтегазизыскания»

И.А. Мустафин
«15» 08 2020г.



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального
директора по капитальному
строительству ЗАО
«Предприятие Кара Алтын»

А.Р.Хабибов
«15» 08 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на проведение инженерно-экологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий и оценки радиационной обстановки территории по объекту:
«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

I. Общая часть

1. Наименование объекта

«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

2. Данные о местоположении объекта

РТ, Альметьевский район

3. Основание для проведения работ

Задание на проектирование «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении».

4. Заказчик

ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

5. Вид строительства

Новое строительство

6. Исполнитель

ООО "Нефтегазизыскания"

7. Требования к Исполнителю

Наличие свидетельства о допуске к работам по выполнению инженерных изысканий, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

8. Стадия проектирования:

Проектная документация

9. Сроки проектирования

Согласно графику и договорных обязательств

10. Сроки проведения инженерно-экологических и инженерно-гидрометеорологических изысканий

начало 2019 окончание 2020 г.

11. Сведения о ранее выполненных инженерных изысканиях и исследованиях:

Сведения о ранее выполненных инженерных изысканиях не предоставляются

12. Данные об объектах-аналогах:

Сведения об объектах-аналогах не предоставляются

II Характеристика проектируемого объекта и сооружений

1. Характеристика проектируемого объекта и сооружений

Содержание	Примечание
1	2
Площадочные сооружения:	
- Площадка НПС-1 площадью 1,9га	
Линейные сооружения:	
По линейным сооружениям: ВЛ-10 кВ – 0,011 км. Нефтепровод от НПС-1 до узла подключения – 0,0171км; Нефтепровод от узла подключения до НПС-1 – 0,0167.	

2. Данные о видах, количестве, токсичности, системе сбора, складирования и утилизации отходов

Место утилизации строительного мусора - в соответствии с заключенными договорами в места санкционированного складирования (утилизации) или передача на переработку (осуществляют подрядные организации)

Твердые бытовые отходы и промышленные отходы - полигон ТБО в соответствии с заключенными договорами.

3. Объем изъятия природных ресурсов:

- требуется изъятие земель для краткосрочного периода строительства и для долгосрочного периода эксплуатации (общая площадь землеотвода определяется проектом);

- использование водных ресурсов для хозяйственно-бытовых и питьевых нужд обслуживающего персонала (объем определяется проектом);

- использование водных ресурсов для промывки и гидроиспытания трубопроводов (определяется проектом).

4. Сведения о возможных аварийных ситуациях

Аварийные ситуации могут возникнуть в результате следующих ситуаций: технологических (обусловленных нарушением норм технологического режима), механических (вызванных частичным разрушением или износом технологического оборудования или отдельных деталей), организационно-технических (прекращение подачи электроэнергии, ошибки персонала), стихийных (стихийные бедствия, пожары и т.д.).

Основным видом воздействия на ОС является разлив нефти и минерализованной попутной воды. Наиболее часто аварийные ситуации возникают в трубопроводных системах.

III Основные требования к производству изысканий

1. Цели инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий

- Оценка современного состояния и прогноза возможных изменений окружающей природной среды под влиянием антропогенной нагрузки и разработка мероприятий по осуществлению мониторинга и мероприятий для минимизации или ликвидации загрязняющих или нежелательных экологических и связанных с ним социальных, экономических других последствий и сохранение оптимальных условий жизни населения в районе намечаемой деятельности.

2. Виды работ:

В рамках проведения инженерно-гидрометеорологических изысканий

— Сбор, анализ и обобщение фондовых материалов гидрометеорологической и картографической изученности территории

— рекогносцировочное обследование водотоков и их водосборов на участке проведения запланированных работ;

— фотографирование гидроморфологических особенностей водотоков и их водосборов, а также различных проявлений опасных гидрометеорологических процессов;

— оценка стационарной гидрометеорологической изученности участка изысканий;

— картографическое изучение водотоков и их водосборов на участке проведения запланированных работ;

— гидрографические характеристики водосборов, вычисление параметров стока и максимальных расходов воды требуемой обеспеченности;

— определение наивысших уровней воды, обусловленных прохождением максимальных расходов;

— установление ширины зон затопления в днищах долин и исследуемых водотоков на участке изысканий;

— выявление особенностей термического и ледового режимов водотоков участка изысканий и связанные с ними опасные гидрологические явления;

— прогнозирование русловых процессов в водотоках участка изысканий;

— составление отчета об инженерно-гидрометеорологических изысканиях.

В рамках проведения инженерно-экологических изысканий

- Маршрутное геоэкологическое обследование территории:

- Почвенные исследования

- Геоэкологическое опробование компонентов природной среды (ГОСТ 17.4.3.01-83, ГОСТ

17.4.4.02-84 и ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.3.01, ГОСТ 17.4.4.02, ГОСТ 17.1.3.07-82, ГОСТ 17.1.5.05, ГОСТ 17.1.5.04, ГОСТ Р 51592, ГОСТ Р 51593).

- Лабораторные исследования
- Анализ материалов производственного контроля
- Биологические исследования, включая флористические и фаунистические исследования:
- Социально-экономические, санитарно-эпидемиологические исследования:
- составление технического отчета

3. Запрос исходных данных и информации в уполномоченных органах:

- Министерство лесного хозяйства РТ;
- Росгидромет;
- Министерство экологии и природных ресурсов РТ
- Министерство культуры РТ;
- Главное Управление ветеринарии РТ;
- Роспотребнадзор;

и др. в объеме, необходимом для прохождения **Главгосэкспертизы РФ**.

4. Объем инженерно-экологических изысканий и инженерно-гидрометеорологических изысканий

Объем, необходимый для разработки раздела «Мероприятия по охране окружающей среды» (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. №87).

5. Результаты работ

Технический отчет об инженерно-гидрометеорологических, инженерно-экологических изысканиях и оценке радиационной обстановки в соответствии с техническим заданием, СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства», СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства», и СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СП 11-02-96».

6. Срок подготовки технического отчета (отчета) по инженерно-экологическим, инженерно-гидрометеорологическим изысканиям

В соответствии с договорными обязательствами

IV. Требования к программе инженерно-экологических и инженерно-гидрометеорологических изысканий и радиационного обследования территории.

1. Программа инженерно-экологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий и оценки радиационной обстановки

Разработать и предоставить на согласование программу инженерно-экологических, инженерно-гидрометеорологических изысканий и радиационного обследования территории с учетом данного технического задания, СП 11-102-97 «Инженерно-экологические изыскания для строительства», СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства», и СП 47.13330.2012 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СП 11-02-96».

Отчетные материалы Исполнитель передает Заказчику

- на бумажных носителях - 4 экз,
- электронная версия на CD-R - 1 экз. в формате PDF .

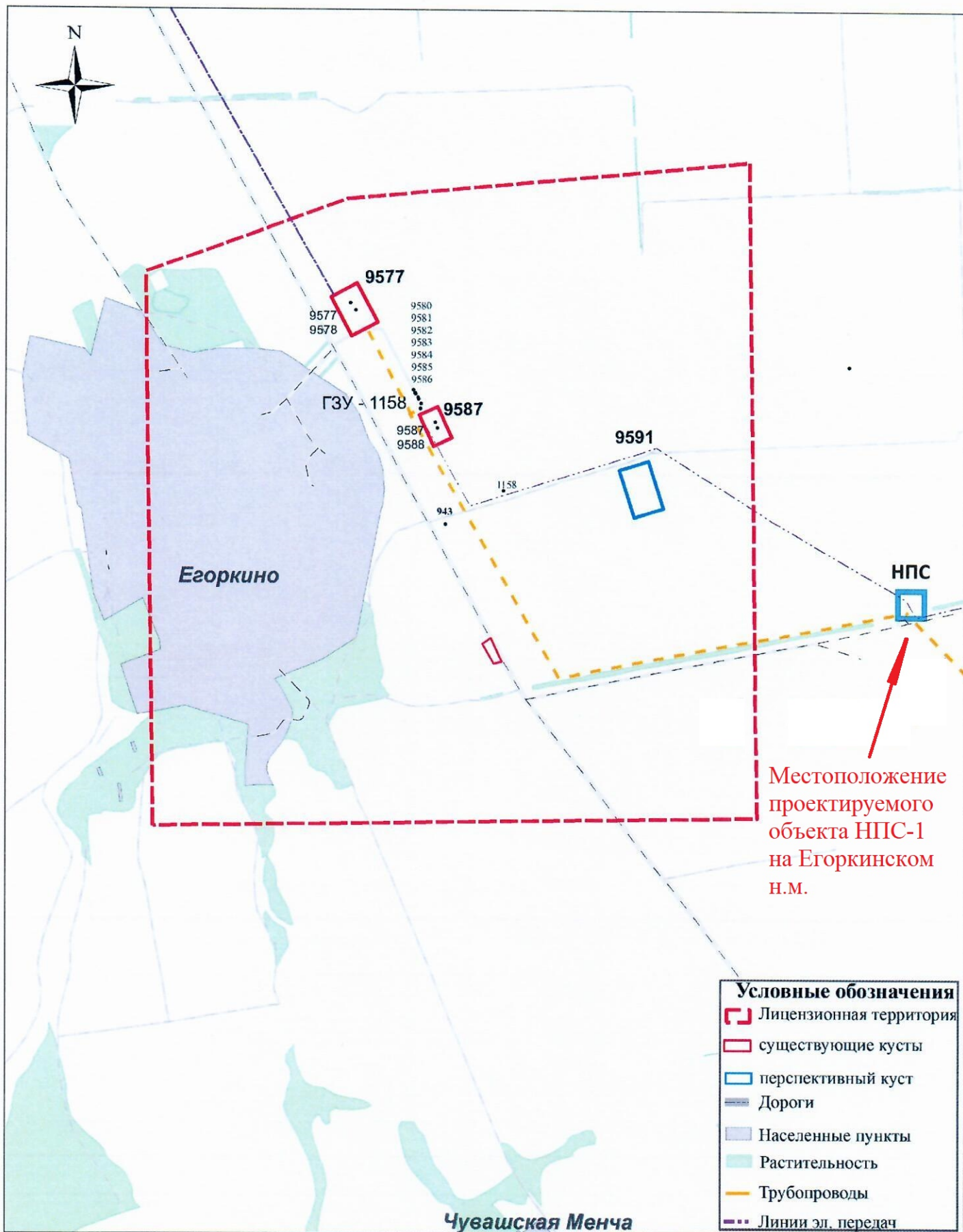
2.Срок разработки и согласования программы

В соответствии с условиями договора

ГИП ООО «Проект МНК»

Р.М. Мовламов

**Обзорная схема
Егоркинского месторождения нефти.
Масштаб 1 : 25 000**





01.12.2021 № 6813/ТЗ-3-5
На № 01/21-489И от 01.11.2021

Генеральному директору
ООО «Проект МНК»

Л.А. Кабирову

ул. Мусы Джалиля, д.11, офис 33,
г. Альметьевск, Республика Татарстан,
423450

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ГРАЖДАНСКОЙ ОБОРОНЕ, МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ
ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО
ХАРАКТЕРА**

в составе проекта

«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении»

г. Казань

уч. № 472 от 02 ноября 2021

В соответствии с запросом ООО «Проект МНК» от 01.11.2021 № 01/21-489И сообщаем исходные данные, подлежащие учету при разработке мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в составе проектной документации объекта строительства «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении», расположенного в Нурлатском муниципальном районе Республики Татарстан.

1. Исходные данные для разработки перечня мероприятий по гражданской обороне:

проектируемый объект является некатегорированным по гражданской обороне;

проектируемый объект расположен приблизительно в 110 км от г.Альметьевска, отнесенного ко II группе по гражданской обороне;

проектируемый объект не попадает в зоны возможного химического заражения, возможных разрушений, возможного радиоактивного заражения и возможного катастрофического затопления;

строительство защитных сооружений гражданской обороны на объекте не требуется.

2. Исходные данные для разработки перечня мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера:

опасные природные процессы учесть по результатам инженерно-геологических изысканий, предусмотреть возможные проявления комплекса неблагоприятных и опасных метеоусловий, загрязнение природной среды нефтепродуктами (вода, почва);

выполнение инженерно-геологических изысканий на объекте проектируемого строительства обязательно;

при прогнозировании чрезвычайных ситуаций техногенного характера рассмотреть сценарии аварий, включающие аварии с максимальными последствиями (наиболее масштабную) и наиболее вероятную;

в качестве расчетной температуры принять максимально возможную температуру воздуха в районе расположения объекта (t_{a6c} °C) или максимально возможную температуру по технологическому регламенту с учетом возможного повышения температуры в аварийной ситуации;

для каждого сценария аварии определить зоны действия поражающих факторов, количество пострадавших, размеры материального ущерба;

зоны действия поражающих факторов нанести на ситуационный план;

определить численность и размещение производственного персонала проектируемого объекта, которые могут оказаться в зоне поражающего воздействия источника чрезвычайной ситуации;

предусмотреть решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению выбросов опасных веществ в количествах, создающих угрозу населению и территории;

предусмотреть устройство систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализаций, а также безаварийной остановки технологического процесса;

анализ риска для нефтепроводов рассчитать в соответствии с требованиями Методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах;

предусмотреть решения по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления, безопасности находящегося персонала и возможности управления процессом при аварии;

предусмотреть решения по предотвращению постороннего вмешательства в деятельность технологических элементов.

3. Основные нормативные и методические документы, рекомендуемые для использования при разработке перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций:

Перечень основных нормативных и методических документов, рекомендуемых для использования при проектировании перечня мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению ЧС приведен в ГОСТ Р 55201-2012 (Библиография, в том числе «СП 165.1325800.2014 Актуализированная редакция «СНиП 2.01.51-90 «ИТМ по ГО»»).

Дополнительные требования:

1. Выполненный раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в составе проекта «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении» представить на экспертизу согласно постановлению Правительства РФ от 05 марта 2007 г. № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».

2. Настоящие исходные данные действительны в течение 1 года с момента выдачи.

Заместитель министра



Н.В. Суржко

Приложение к письму Минприроды России
от _____ № _____

**Перечень муниципальных образований субъектов Российской Федерации,
в границах которых имеются ООПТ федерального значения, а также
территории, зарезервированные под создание новых ООПТ федерального
значения в рамках национального проекта «Экология».**

Код субъекта РФ	Субъект Российской Федерации	Административная территориальная единица субъекта РФ	Категория федерального ООПТ	Название ООПТ	Принадлежность
1	Республика Адыгея	Майкопский район	Государственный природный заповедник	Кавказский имени Х.Г. Шапошникова	Минприроды России
	Республика Адыгея	г. Майкоп	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий Адыгейского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Адыгейский государственный университет"
2	Республика Башкортостан	Бурзянский район	Государственный природный заповедник	Башкирский	Минприроды России
	Республика Башкортостан	Бурзянский район	Государственный природный заповедник	Шульган-Таш	Минприроды России
	Республика Башкортостан	Белорецкий район ЗАТО г. Межгорье	Государственный природный заповедник	Южно-Уральский	Минприроды России
	Республика Башкортостан	г. Уфа	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад-институт Уфимского научного центра РАН	РАН, Учреждение РАН Ботанический сад – институт Уфимского научного центра РАН
	Республика Башкортостан	Бурзянский район, Кугарчинский район, Мелеузовский район	Национальный парк	Башкирия	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

3	Республика Бурятия	Мухоршибирский район	Государственный природный заказник	Алтачейский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Кабанский район	Государственный природный заказник	Кабанский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Северо-Байкальский район	Государственный природный заказник	Фролихинский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Джидинский район, Кабанский район, Селенгинский район	Государственный природный заповедник	Байкальский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Северо-Байкальский район	Государственный природный заповедник	Баргузинский имени К.А. Забелина	Минприроды России
	Республика Бурятия	Курумканский район	Государственный природный заповедник	Джергинский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Баргузинский район	Национальный парк	Забайкальский	Минприроды России
	Республика Бурятия	Тункинский район	Национальный парк	Тункинский	Минприроды России
4	Республика Алтай	Турочакский район, Улаганский район	Государственный природный заповедник	Алтайский	Минприроды России
	Республика Алтай	Усть-Коксинский район	Государственный природный заповедник	Катунский	Минприроды России
	Республика Алтай	Кош-Агачский район	Национальный парк	Сайлюгемский	Минприроды России
	Республика Алтай	г. Горно-Алтайск	Дендрологический парк и ботанический сад	Агробиостанция Горно-Алтайского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Горно-Алтайский государственный университет"
	Республика Алтай	Шебалинский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Горно-Алтайский ботанический сад (филиал ЦСБС СО РАН)	РАН, ФГБУ науки Центральный сибирский ботанический сад СО РАН

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

5	Республика Дагестан	Бабаюртовский район, Кизлярский район, г.о. Махачкала	Государственный природный заказник	Аграханский	Минприроды России
	Республика Дагестан	Ахтынский район, Дербентский район, Докузпаринский район, Магарамкентский район	Национальный парк	Самурский	Минприроды России
	Республика Дагестан	Тляратинский район	Государственный природный заказник	Тляратинский	Минприроды России
	Республика Дагестан	Кумторкалинский район, Тарумовский район	Государственный природный заповедник	Дагестанский	Минприроды России
	Республика Дагестан	г. Махачкала	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад ГОУ ВПО Дагестанского государственного университета	Минприроды России, ФГБОУ высшего образования "Дагестанский государственный университет"
	Республика Дагестан	г. Махачкала	Дендрологический парк и ботанический сад	Горный ботанический сад Дагестанского научного центра РАН	РАН, Учреждение РАН Горный ботанический сад Дагестанского научного центра РАН
6	Республика Ингушетия	Джейрахский район, Сунженский район	Государственный природный заказник	Ингушский	Минприроды России
	Республика Ингушетия	Джейрахский район, Сунженский район	Государственный природный заповедник	Эрзи	Минприроды России
7	Кабардино-Балкарская Республика	Чегемский район, Черекский район	Государственный природный заповедник	Кабардино-Балкарский высокогорный	Минприроды России
	Кабардино-Балкарская Республика	Зольский район, Эльбрусский район	Национальный парк	Приэльбрусье	Минприроды России
	Кабардино-Балкарская Республика	г. Нальчик	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Кабардино-Балкарского государственного	Минприроды России, ГОУ высшего профессионального

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

				университета	о образования «Кабардино-Балкарский государственный университет»
8	Республика Калмыкия	Черноземельский район	Государственный природный заказник	Меклетинский	Минприроды России
	Республика Калмыкия	Кетченеровский район, Юстинский район, Яшкульский район	Государственный природный заказник	Сарнинский	Минприроды России
	Республика Калмыкия	Юстинский район, Яшкульский район	Государственный природный заказник	Харбинский	Минприроды России
	Республика Калмыкия	Приютненский район, Черноземельский район, Яшалтинский район, Яшкульский район	Государственный природный заповедник	Черные земли	Минприроды России
9	Карачаево-Черкесская Республика	Карачаевский район	Государственный природный заказник	Даутский	Минприроды России
	Карачаево-Черкесская Республика	Зеленчукский район, Карачаевский район, Урупский район	Государственный природный заповедник	Тебердинский	Минприроды России
	Карачаево-Черкесская Республика	Урупский район	Государственный природный заповедник	Кавказский имени Х.Г. Шапошникова	Минприроды России
10	Республика Карелия	Медвежьегорский район	Государственный природный заказник	Кижский	Минприроды России
	Республика Карелия	Олонецкий район	Государственный природный заказник	Олонецкий	Минприроды России
	Республика Карелия	Кондопожский район	Государственный природный заповедник	Кивач	Минприроды России
	Республика Карелия	Костомукшский г.о., Муезерский район	Государственный природный заповедник	Костомукшский	Минприроды России
	Республика Карелия	Пудожский район	Национальный парк	Водлозерский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Республика Карелия	Костомукшский г.о.	Национальный парк	Калевальский	Минприроды России
	Республика Карелия	Лоухский район	Национальный парк	Паанаярви	Минприроды России
	Республика Карелия	Питкярантский район, Лахденпохский район, Сортавальский район	Национальный парк	Ладожские Шхеры	Минприроды России
	Республика Карелия	Лоухский район	Государственный природный заповедник	Кандалакшский	Минприроды России
	Республика Карелия	Петрозаводский городской округ	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Петрозаводского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Петрозаводский государственный университет"
11	Республика Коми	Троицко-Печорский г.о. Вуктыл	Государственный природный заповедник	Печоро-Ильчский	Минприроды России
	Республика Коми	г.о. Вуктыл, г.о. Инта, м.о. Печора	Национальный парк	Югыд ва	Минприроды России
	Республика Коми	Койгородский район, Прилузский район	Национальный парк	Койгородский	Минприроды России
	Республика Коми	г. Сыктывкар	Дендрологический парк и ботанический сад	Агробиостанция Коми государственного педагогического института	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Коми государственный педагогический институт»
	Республика Коми	г. Сыктывкар	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Института биологии Коми НЦ УрО РАН	РАН, ФГБУ науки Институт биологии Коми научного центра УрО РАН
	Республика Коми	г. Сыктывкар	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Сыктывкарского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Сыктывкарский

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

					государственный университет»
12	Республика Марий Эл	Килемарский район, Медведевский район	Государственный природный заповедник	Большая Кокшага	Минприроды России
	Республика Марий Эл	Волжский район, Звениговский район, Моркинский район	Национальный парк	Марий Чодра	Минприроды России
	Республика Марий Эл	г. Йошкар-Ола	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Марийского государственного технического университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Марийский государственный технический университет»
13	Республика Мордовия	Темниковский район	Государственный природный заповедник	Мордовский имени П.Г. Смидовича	Минприроды России
	Республика Мордовия	Большечемгановский район, Ичалковский район	Национальный парк	Смольный	Минприроды России
	Республика Мордовия	г.о. Саранск	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад им. В.Н.Ржавитина Мордовского государственного университета им.Н.П.Огарева	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Мордовский государственный университет им.Н.П.Огарева»
14	Республика Саха (Якутия)	Булунский район	Государственный природный заповедник	Усть-Ленский	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	Олекминский район	Государственный природный заповедник	Олекминский	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	Булунский район	Государственный природный заказник	Новосибирские Острова	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	Хангаласский район, Алданский район, Олекминский	Национальный парк	Ленские Столбы	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

		район			
	Республика Саха (Якутия)	Нерюнгринский район	Планируемый к созданию государственный природный заповедник	Большое Токко	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	Нижнеколымский	Планируемый к созданию государственный природный заповедник	Медвежьи острова	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	г. Якутск	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Института биологических проблем криолитозоны СО РАН	РАН, ФГБУ науки Институт проблем криолитозоны СО РАН
	Республика Саха (Якутия)	Аллаиховский район	Национальный парк	«Кыталык»	Минприроды России
	Республика Саха (Якутия)	Анабарский	Планируемый к созданию государственный природный заказник	Лаптевоморский	Минприроды России
15	Республика Северная Осетия - Алания	Алагирский район	Государственный природный заказник	Цейский	Минприроды России
	Республика Северная Осетия - Алания	Алагирский район, Ардонский район	Государственный природный заповедник	Северо-Осетинский	Минприроды России
	Республика Северная Осетия - Алания	Ирафский район	Национальный парк	Алания	Минприроды России
	Республика Северная Осетия - Алания	г. Владикавказ	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Горского государственного аграрного университета	Минсельхоз России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Горский государственный аграрный университет"
16	Республика Татарстан	Зеленодольский район, Лаишевский район	Государственный природный заповедник	Волжско-Камский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Республика Татарстан	Елабужский район, Менделеевский район, Нижнекамский район, Тукаевский район	Национальный парк	Нижняя Кама	Минприроды России
	Республика Татарстан	г. Казань, Высокогорский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Казанского (Приволжского) федерального университета	Минобрнауки России, ФГАОУ высшего профессионального образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет»
	Республика Татарстан	г. Казань	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Казанского государственного медицинского университета	Минздравсоцразвития России, ГБОУ высшего профессионального образования "Казанский государственный медицинский университет" Минздравсоцразвития России
	Республика Татарстан	Зеленодольский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический сад Волжско-Камского государственного заповедника	Минприроды России
17	Республика Тыва	Тоджинский район	Государственный природный заповедник	Алас	Минприроды России
	Республика Тыва	Бай-Тайгинский район, Монгун-Тайгинский район, Овюрский район, Сут-Хольский район, Тес-Хемский район, Эрзинский район	Государственный природный заповедник	Убеунурская котловина	Минприроды России
18	Удмуртская Республика	Воткинский район, Завьяловский район, Сарапульский район	Национальный парк	Нечкинский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Удмуртская Республика	г. Ижевск	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Удмуртского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Удмуртский государственный университет»
19	Республика Хакасия	Таштыпский район	Государственный природный заказник	Позарым	Минприроды России
	Республика Хакасия	Боградский район; Орджоникидзевский район, Таштыпский район, Усть-Абаканский район, Ширинский район	Государственный природный заповедник	Хакасский	Минприроды России
	Республика Хакасия	Усть-Абаканский	Дендрологический парк и ботанический сад	Хакасский национальный ботанический сад	Минсельхоз России, Государственное научное учреждение НИИ аграрных проблем Хакасии РАСХН
21	Чувашская Республика	Алатырский район, Батыревский район, Яльчикский район	Государственный природный заповедник	Присурский	Минприроды России
	Чувашская Республика	Шемуршинский район	Национальный парк	Чаваш вармане	Минприроды России
	Чувашская Республика	Чебоксарский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Чебоксарский филиал Главного ботанического сада им.Н.В.Цицива	РАН, ФГБУ науки Главный ботанический сад им. Н.В. Цицина РАН
22	Алтайский край	Змеиногорский район Краснощековский район Третьяковский район	Государственный природный заповедник	Тигирекский	Минприроды России
	Алтайский край	Третьяковский, Краснощековский, Курьинский,	Планируемый к созданию национальный парк	Горная Кольевань	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

		<i>Змеиногорский</i>			
	<i>Алтайский край</i>	<i>Тогульский, Ельцовский, Заринский, Солтонский</i>	<i>Планируемый к созданию национальный парк</i>	<i>Тогул</i>	<i>Минприроды России</i>
	Алтайский край	г. Барнаул	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический сад научно-исследовательского института садоводства Сибири им. М.А. Лисавенко	Минсельхоз России, Государственное научное учреждение «НИИ садоводства Сибири им. М.А. Лисавенко РАСХН»
	Алтайский край	г. Барнаул	Дендрологический парк и ботанический сад	Южно-Сибирский ботанический сад Алтайского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Алтайский государственный университет»
23	Краснодарский край	Славянский район	Государственный природный заказник	Приазовский	Минприроды России
	Краснодарский край	город Сочи	Государственный природный заказник	Сочинский общереспубликанский	Минприроды России
	Краснодарский край	Мостовский район, город Сочи	Государственный природный заповедник	Кавказский имени Х.Г. Шапошникова	Минприроды России
	Краснодарский край	г.о. Анапа, г.о. Новороссийск	Государственный природный заповедник	Утриш	Минприроды России
	Краснодарский край,	Туапсинский район, город Сочи	Национальный парк	Сочинский	Минприроды России
	Краснодарский край	г. Сочи	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий научно-исследовательского института горного лесоводства и экологии леса	Минприроды России, ФГБУ «Сочинский национальный парк»
	Краснодарский край	г. Сочи	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический парк курортного комплекса "Русь"	ФГБУ "Объединенный санаторий "Русь" Управления делами Президента Российской Федерации

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

					Федерации
	Краснодарский край	г. Сочи	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический парк ОАО Санаторий им.М.В.Фрунзе	Минздрав России, ОАО "Санаторий им. М.В.Фрунзе"
	Краснодарский край	г. Сочи	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический парк Южные культуры	Минприроды России, ФГБУ «Сочинский национальный парк»
24	Красноярский край	Туруханский район	Государственный природный заказник	Елогуйский	Минприроды России
	Красноярский край	Таймырский (Долгано-Ненецкий) район	Государственный природный заказник	Пуринский	Минприроды России
	Красноярский край	Таймырский (Долгано-Ненецкий) район	Государственный природный заказник	Североземельский	Минприроды России
	Красноярский край	Таймырский (Долгано-Ненецкий) район	Государственный природный заповедник	Большой Арктический	Минприроды России
	Красноярский край	Таймырский (Долгано-Ненецкий) район, Эвенкийский район	Государственный природный заповедник	Путоранский	Минприроды России
	Красноярский край	Ермаковский, Шушенский	Государственный природный заповедник	Саяно-Шушенский	Минприроды России
	Красноярский край	Березовский, Красноярск	Национальный парк	Красноярские столбы	Минприроды России
	Красноярский край	Таймырский (Долгано-Ненецкий) район	Государственный природный заповедник	Таймырский	Минприроды России
	Красноярский край	Эвенкийский	Государственный природный заповедник	Тунгусский	Минприроды России
	Красноярский край	Туруханский, Эвенкийский	Государственный природный заповедник	Центральносибирский	Минприроды России
	Красноярский край	Шушенский	Национальный парк	Шушенский бор	Минприроды России
	Красноярский край	г. Красноярск	Дендрологический парк и	Ботанический сад Сибирского	Минобрнауки России,

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

			ботанический сад	федерального университета	ФГАОУ высшего профессионального образования "Сибирский федеральный университет"
	Красноярский край	г. Красноярск	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий Института леса им.В.Н.Сукачева СО РАН	РАН, ФГБУ науки Институт леса им. В.Н. Сукачева СО РАН
25	Приморский край	г.о. Владивосток, Хасанский	Государственный природный заповедник	Дальневосточный Морской	Минприроды России
	Приморский край	Хасанский	Государственный природный заповедник	Кедровая падь	Минприроды России
	Приморский край	Дальнегорск, Красноармейский, Тернейский	Государственный природный заповедник	Сихотэ-Алинский имени К.Г. Абрамова	Минприроды России
	Приморский край	Уссурийский, Шкотовский	Государственный природный заповедник	Уссурийский имени В.Л. Комарова	Минприроды России
	Приморский край	Лазовский,	Государственный природный заповедник	Лазовский имени Л.Г. Капланова	Минприроды России
	Приморский край	Кировский, Лесозаводский, Спасский, Ханкайский, Хорольский, Черниговский	Государственный природный заповедник	Ханкайский	Минприроды России
	Приморский край	Пожарский	Национальный парк	Бикин	Минприроды России
	Приморский край	г.о. Владивосток, Надеждинский, Уссурийский, Хасанский + уч. На полуострове Гамова	Национальный парк	Земля Леопарда	Минприроды России
	Приморский край	Лазовский, Ольгинский, Чугуевский	Национальный парк	Зов Тигра	Минприроды России
	Приморский край	Красноармейский	Национальный парк	Удэгейская Легенда	Минприроды России
	Приморский край	г.о. Владивосток	Дендрологический парк и	Ботанический сад-институт ДВО	РАН, ФГБУ науки

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

			ботанический сад	РАН	Ботанический сад-институт ДВО РАН, Минприроды России
	Приморский край	Уссурийский г.о.	Дендрологический парк и ботанический сад	Горнотаёжная станция им.В.Л.Комарова ДВО РАН	РАН, Учреждение РАН Горнотаежная станция им. В.Л. Комарова ДВО РАН, Минприроды России
26	Ставропольский край	г.о. Кисловодск	Национальный парк	Кисловодский	Минприроды России
	Ставропольский край	г. Ставрополь	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад имени В.В. Скрипчинского	Минсельхоз России, Государственное научное учреждение Ставропольский ботанический сад имени В.В. Скрипчинского Ставропольского НИИ сельского хозяйства РАСХН
	Ставропольский край	г. Пятигорск	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Пятигорской государственной фармацевтической академии	Минздравсоцразвития России, ГБОУ высшего профессионального образования "Пятигорская государственная фармацевтическая академия" Минздравсоцразвития России
	Ставропольский край	г. Пятигорск	Дендрологический парк и ботанический сад	Пятигорская эколого-ботаническая станция	РАН ФГБУ науки Ботанический институт им. В.Л. Комарова РАН
	Ставропольский край	г. Ставрополь	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий СНИИСХ	Федеральное государственное бюджетное научное учреждение "Ставропольский научно-исследовательский институт сельского

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

					хозяйства"
27	Хабаровский край	Солнечный	Государственный природный заказник	Баджалский	Минприроды России
	Хабаровский край	Имени Полины Осипенко	Государственный природный заказник	Ольджиканский	Минприроды России
	Хабаровский край	Ванинский	Государственный природный заказник	Тумнинский	Минприроды России
	Хабаровский край	Ульчский	Государственный природный заказник	Удиль	Минприроды России
	Хабаровский край	Хабаровский,	Государственный природный заказник	Хехширский	Минприроды России
	Хабаровский край	Амурский, Нанайский	Государственный природный заповедник	Болонский	Минприроды России
	Хабаровский край	Хабаровский, Имени Лазо	Государственный природный заповедник	Большехехширский	Минприроды России
	Хабаровский край	Советско-Гаванский	Государственный природный заповедник	Ботчинский	Минприроды России
	Хабаровский край	Аяно-Майский	Государственный природный заповедник	Джугджурский	Минприроды России
	Хабаровский край	Комсомольский	Государственный природный заповедник	Комсомольский	Минприроды России
	Хабаровский край	Верхнебурейнский	Государственный природный заповедник	Бурейнский	Минприроды России
	Хабаровский край	Нанайский	Национальный парк	Анойский	Минприроды России
	Хабаровский край	Тугуро-Чумиканский	Национальный парк	Шантарские Острова	Минприроды России
28	Амурская область	Мазановский	Государственный природный заказник	Орловский	Минприроды России
	Амурская область	Архаринский	Государственный природный заказник	Хингано-Архаринский	Минприроды России
	Амурская область	Селемджинский	Государственный природный заповедник	Норский	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Амурская область	Зейский	Государственный природный заповедник	Зейский	Минприроды России
	Амурская область	Архаринский	Государственный природный заповедник	Хинганский	Минприроды России
	Амурская область	Зейский	Национальный парк	Токинско-Становой	Минприроды России
29	Архангельская область	Пинежский	Государственный природный заповедник	Пинежский	Минприроды России
	Архангельская область	Каргопольский, Плесецкий	Национальный парк	Кенозерский	Минприроды России
	Архангельская область	Онежский, Приморский	Национальный парк	Онежское Поморье	Минприроды России
	Архангельская область	Г.о. Новая Земля, Приморский	Национальный парк	Русская Арктика	Минприроды России
	Архангельская область	Онежский	Национальный парк	Воллозерский	Минприроды России
	Архангельская область	Приморский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Соловецкого историко-архитектурного музея-заповедника	Минкульт России, ФГБУ культуры "Соловецкий государственный историко-архитектурный и природный музей-заповедник"
	Архангельская область	г. Архангельск	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий Северного Арктического федерального университета	Минобрнауки России, ФГАОУ высшего профессионального образования "Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова"
	Архангельская область	г. Архангельск	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический сад Северного научно-исследовательского института лесного хозяйства	Федеральное агентство лесного хозяйства, ФГБУ "Северный научно-исследовательский институт лесного хозяйства"
30	Астраханская область	Володарский, Икрянинский, Камызякский	Государственный природный заповедник	Астраханский	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

	Астраханская область	Ахтубинский	Государственный природный заповедник	Богдинско-Баскунчакский	Минприроды России
	Астраханская область	Камызякский	Памятник природы	Остров Малый Жемчужный	Минприроды России
31	Белгородская область	Борисовский, Губкинский, Новооскольский	Государственный природный заповедник	Белогорье	Минприроды России
32	Брянская область	Клетнянский, Мглинский	Государственный природный заказник	Клетнянский	Минприроды России
	Брянская область	Суземский, Трубчевский	Государственный природный заповедник	Брянский лес	Минприроды России
33	Владимирская область	Гороховецкий, Муромский	Государственный природный заказник	Муромский	Минприроды России
	Владимирская область	Ковровский	Государственный природный заказник	Клязьминский	Минприроды России
	Владимирская область	Гусь-Хрустальный, Клепиковский	Национальный парк	Мещера	Минприроды России
	Владимирская область	Селивановский, Судогодский, Камешковский, Гусь-Хрустальный, Ковровский, Вязниковский, Гороховецкий, Муромский	Планируемый к созданию национальный парк	Долина реки Коль	Минприроды России
34	Волгоградская область	Руднянский	Памятник природы	Козловская лесная дача	Минприроды России
	Волгоградская область	Палласовский	Памятник природы	Природный комплекс Джаньбекского стационара Института лесоведения Российской Академии наук	Федеральное агентство научных организаций
	Волгоградская область	Руднянский	Памятник природы	Терсинская лесная полоса (дача)	Минприроды России
	Волгоградская область	Урюшинский	Памятник природы	Шемякинская лесная дача	Минприроды России
	Волгоградская область	г. Волгоград	Дендрологический парк и ботанический	Ботанический сад Волгоградского государственного	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

			сад	педагогического университета	профессионального образования "Волгоградский государственный социально-педагогический университет"
	Волгоградская область	г. Волгоград	Дендрологический парк и ботанический сад	Кластерный дендрологический парк ВНИАЛМИ	Федеральный научный центр агроэкологии, комплексных мелиораций и защитного лесоразведения РАН
35	Вологодская область	Череповецкий, Брейтовский	Государственный природный заповедник	Дарвинский	Минприроды России
	Вологодская область	Кирилловский	Национальный парк	Русский Север	Минприроды России
36	Воронежская область	г. Воронеж, Новоусманский, Рамонский	Государственный природный заказник	Воронежский	Минприроды России
	Воронежская область	Таловский,	Государственный природный заказник	Каменная Степь	Минприроды России
	Воронежская область	Грибановский, Новохоперский, Поворинский	Государственный природный заповедник	Хоперский	Минприроды России
	Воронежская область	Верхнехавский	Государственный природный заповедник	Воронежский имени В.М. Пескова	Минприроды России
37	Ивановская область	Савинский, Южский	Государственный природный заказник	Клязьминский	Минприроды России
38	Иркутская область	Эхирит-Булагатский	Государственный природный заказник	Красный Яр	Минприроды России
	Иркутская область	Нижнеудинский	Государственный природный заказник	Тофаларский	Минприроды России
	Иркутская область	Качугский, Ольхонский	Государственный природный заповедник	Байкало-Ленский	Минприроды России
	Иркутская область	Бодайбинский	Государственный природный заповедник	Витимский	Минприроды России
	Иркутская область	Иркутский, Ольхонский, Слюдянский	Национальный парк	Прибайкальский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

	Иркутская область	г. Иркутск	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Иркутского государственного университета	Миниобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Иркутский государственный университет"
39	Калининградская область	Зеленоградский	Национальный парк	Куршская коса	Минприроды России
	Калининградская область	г. Калининград	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Балтийского федерального университета им. И. Канта	Миниобрнауки России, ФГАОУ высшего профессионального образования "Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта"
	<i>Калининградская область</i>	<i>Нестеровский</i>	<i>Планируемый к созданию национальный парк</i>	<i>«Виацтынецкий»</i>	<i>Минприроды России</i>
40	Калужская область	Жуковский	Государственный природный заказник	Государственный комплекс «Таруса»	Федеральная служба охраны Российской Федерации
	<i>Калужская область</i>	<i>Ульяновский</i>	<i>Планируемый к созданию государственный природный заповедник</i>	<i>Калужские засеки</i>	<i>Минприроды России</i>
	Калужская область	Бабынинский, Дзержинский, Износковский, Козельский, Перемышльский Юхновский	Национальный парк	Угра	Минприроды России
	Калужская область	г. Калуга	Памятник природы	Городской бор	Минприроды России
41	Камчатский край	Елизовский, Усть-Большерецкий	Государственный природный заказник	Южно-Камчатский имени Т.И. Шпиленка	Минприроды России
	Камчатский край	Алеутский	Государственный природный заповедник	Командорский им. С.В. Маракова	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Камчатский край	Олюторский, Пенжинский	Государственный природный заповедник	Корякский	Минприроды России
	Камчатский край	Елизовский, Мильковский,	Государственный природный заповедник	Кроноцкий	Минприроды России
42	Кемеровская область	Крапивинский, Междуреченский, Новокузнецкий, Тисульский, Орджоникидзевский	Государственный природный заповедник	Кузнецкий Алатау	Минприроды России
	Кемеровская область	Таштагольский	Национальный парк	Шорский	Минприроды России
	Кемеровская область	Новокузнецкий	Памятник природы	Липовый остров	Минприроды России
	Кемеровская область	г. Кемерово	Дендрологический парк и ботанический сад	Кузбасский ботанический сад (филиал ЦСБС)	РАН, ФГБУ науки «Институт экологии человека» СО РАН
43	Кировская область	Котельничский, Нагорский	Государственный природный заповедник	Нургуш	Минприроды России
	<i>Кировская область</i>	<i>Лебяжский, Советский, Нолинский, Котельничский, Оричевский, Подосиновский, Опаринский</i>	<i>Планируемый к созданию национальный парк</i>	<i>Вятка</i>	<i>Минприроды России</i>
	Кировская область	Кировская область	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Вятского государственного гуманитарного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Вятский государственный гуманитарный университет"
44	Костромская область,	Кологривский, Макарьевский, Мантуровский, Нейский, Парфеньевский, Чухломский	Государственный природный заповедник	Кологривский Лес имени М.Г. Синицина	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

46	Курская область	Горшечинский, Курский, Мантуровский, Медвенский, Обоянский, Пристенский	Государственный природный заповедник	Центрально-Черноземный имени профессора В.В. Алехина	Минприроды России
47	Ленинградская область	Гатчинский, Лужский	Государственный природный заказник	Мшинское болото	Минприроды России
	Ленинградская область	Лодейнопольский	Государственный природный заповедник	Нижне-Свирский	Минприроды России
	Ленинградская область	Выборгский, Кингисеппский, акватория Финского залива	государственный природный заповедник	Восток Финского залива	Минприроды России
48	Липецкая область	Усманский	Государственный природный заповедник	Воронежский имени В.М. Пескова	Минприроды России
	Липецкая область	Елецкий, Задонский, Краснинский, Липецкий	Государственный природный заповедник	Галичья гора	Министерство образования и науки Российской Федерации
	Липецкая область	Становлянский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический парк «Лесостепная опытно-селекционная станция»	ФГУП - дендрологический парк "Лесостепная опытно-селекционная станция"
49	Магаданская область	Ольский, Среднеканский	Государственный природный заповедник	Магаданский	Минприроды России
	Магаданская область	Ольский	Памятник природы	Остров Талан	Федеральное агентство научных организаций
50	Московская область	Серпуховский	Государственный природный заповедник	Приокско-Тerrasный имени М.А. Заблочного	Минприроды России
	Московская область	г.о. Балашиха, г.о. Королев, г.о. Мытищи, Пушкинский, Щелковский,	Национальный парк	Лосиный остров	Минприроды России
	Московская область	Волоколамский, Клинский, Лотошинский	Национальный парк	Государственный комплекс «Завидово»	ФСО

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Московская область	Пушкинский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Ивантеевский дендрологический парк им. академика А.С. Яблокова	ГУП "Ивантеевский лесной селекционный опытно-показательный питомник", Минприроды России
	Московская область	г. Лобня	Памятник природы	Озеро Киёво и его котловина	Минприроды России
51	Мурманская область	Терский	Государственный природный заказник	Канозерский	Минприроды России
	Мурманская область	Ловозерский	Государственный природный заказник	Мурманский Тундровый	Минприроды России
	Мурманская область	Кольский	Государственный природный заказник	Тулумский	Минприроды России
	Мурманская область	Кандалакша, Кольский, Ловозерский, Печенгский, Терский.	Государственный природный заповедник	Кандалакшский	Минприроды России
	Мурманская область	Апатиты, Ковдорский, Кольский, Мончегорск	Государственный природный заповедник	Лапландский	Минприроды России
	Мурманская область	Печенгский	Государственный природный заповедник	Пасвик	Минприроды России
	Мурманская область	г. Кировск	Памятник природы	Астрофиллиты горы Эвеслогчорр	Минприроды России
	Мурманская область	Ловозерский	Памятник природы	Залежь «Юбилейная»	Минприроды России
	Мурманская область	Североморск	Памятник природы	Озеро Могильное	Минприроды России
	Мурманская область	Кандалакша	Памятник природы	Эпидозиты мыса Верхний Наволок	Минприроды России
	Мурманская область	Кировский г.о., г.о. Апатиты	Национальный парк	Хибины	Минприроды России

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
			Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись

	Мурманская область	г.о. Кировск	Дендрологический парк и ботанический сад	Полярно-альпийский ботанический сад-институт им. Н.А.Аврорина КНЦ РАН	РАН, Учреждение РАН Полярно-альпийский ботанический сад-институт им. Н.А. Аврорина Кольского научного центра РАН
	Мурманская область	Печенгский	Планируемый к созданию государственный природный заказник	Долина реки Воръема	Минприроды России
	Мурманская область	Терский	Планируемый к созданию национальный парк	Терский берег	Минприроды России
52	Нижегородская область	Борский, Воскресенский, Семеновский,	Государственный природный заповедник	Керженский	Минприроды России
	Нижегородская область	Воскресенский	Памятник природы	Озеро Светлояр	Минприроды России
	Нижегородская область	г.о. Бор, Лысковский, Воротынский, Воскресенский, Семеновский, Вачский, Сосновский, Арзамасский, Ардатовский, Навашинский	Планируемый к созданию Национальный парк	Нижегородское Заволжье	Минприроды России
53	Новгородская область	Поддорский, Холмский,	Государственный природный заповедник	Рдейский	Минприроды России
	Новгородская область	Валдайский, Демянский, Окуловский	Национальный парк	Валдайский	Минприроды России
	Новгородская область	Окуловский	Памятник природы	Роща академика Н.И. Железнова	Минприроды России
54	Новосибирская область	Барабинский, Чановский	Государственный природный заказник	Кирзинский	Минприроды России
	Новосибирская область	Северный, Убинский	Государственный природный заповедник	Васюганский	Минприроды России
	Новосибирская область	Искитимский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический сад Новосибирской	Минсельхоз России, ФГУП

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

			сад	зональной плодово-ягодной опытной станции им.И.В.Мичурина	«Новосибирская зональная станция садоводства РАСХН»
	Новосибирская область	г. Новосибирск	Дендрологический парк и ботанический сад	Центральный сибирский ботанический сад СО РАН	РАН, ФГБУ науки Центральный сибирский ботанический сад СО РАН
55	Омская область	Омский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад им.Н.А.Плотникова Омского государственного аграрного университета	Минсельхоз России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Омский государственный аграрный университет имени П.А.Столыпина"
56	Оренбургская область	Акбулакский, Беляевский, Кувандыкский, Первомайский, Светлинский	Государственный природный заповедник	Оренбургский	Минприроды России
	Оренбургская область	Кувандыкский	Государственный природный заповедник	Шайтан-Тау	Минприроды России
	Оренбургская область	г. Оренбург	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Оренбургского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Оренбургский государственный университет"
	Оренбургская область	Бузулукский	Национальный парк	Бузулукский бор	Минприроды России
57	Орловская область	Знаменский, Хотынецкий	Национальный парк	Орловское полесье	Минприроды России
58	Пензенская область	Каменский, Камешкирский, Кольшлейский, Кузнецкий, Неверкинский, Пензенский	Государственный природный заповедник	Приволжская Лесостепь	Минприроды России
	Пензенская область	г. Пенза	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад им.И.И.Спрыгина Пензенского государственного педагогического	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

				университета им.В.Г.Белинског о	"Пензенский государственный педагогический университет имени В.Г. Белинского"
59	Пермский край	Горнозаводский, Гремячинск	Государствен ный природный заповедник	Басеги	Минприроды России
	Пермский край	Красновишерски й	Государствен ный природный заповедник	Вишерский	Минприроды России
60	Псковская область	Гдовский, Псковский	Государствен ный природный заказник	Ремдовский	Минприроды России
	Псковская область	Бежаницкий, Локнянский	Государствен ный природный заповедник	Полистовский	Минприроды России
	Псковская область	Себежский	Национальный парк	Себежский	Минприроды России
61	Ростовская область	Цимлянский	Государствен ный природный заказник	Цимлянский	Минприроды России
	Ростовская область	Орловский, Ремонтненский	Государствен ный природный заповедник	Ростовский	Минприроды России
62	Рязанская область	Спасский, Шиловский	Государствен ный природный заказник	Рязанский	Минприроды России
	Рязанская область	Клепиковский, Спасский	Государствен ный природный заповедник	Окский	Минприроды России
	Рязанская область	Клепиковский, Рязанский	Национальный парк	Мещерский	Минприроды России
	Рязанская область	г. Рязань	Дендрологичес кий парк и ботанический сад	Агробиологическая станция Рязанского государственного университета им. С.А.Есенина	Миниобнауки России, ФГБОУ высшего профессиональног о образования "Рязанский государственный университет имени С.А. Есенина"
63	Самарская область	Ставропольский	Государствен ный природный заповедник	Жигулевский имени И.И. Спрыгина	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Самарская область	Богатовский, Борский, Кинель-Черкасский	Национальный парк	Бузулукский бор	Минприроды России
	Самарская область	Волжский, Жигулевск, Самара, Ставропольский, Сызранский	Национальный парк	Самарская Лука	Минприроды России
	Самарская область	Шигонский	Памятник природы	Климовские нагорные дубравы	Минприроды России
64	Саратовская область	Федоровский	Государственный природный заказник	Саратовский	Минприроды России
	Саратовская область	Вольский, Хвалынский	Национальный парк	Хвалынский	Минприроды России
	Саратовская область	г. Саратов	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий ГНУ НИИ сельского хозяйства Юго-Востока (Дендрарий НПО "Элита Поволжья" НИИСЧ Юго-Востока)	Минсельхоз России, Государственное научное учреждение «НИИ сельского хозяйства Юго-Востока»
65	Сахалинская область	Южно-Курильский г.о.	Государственный природный заказник	Малые Курилы	Минприроды России
	Сахалинская область	Южно-Курильский г.о.	Государственный природный заповедник	Курильский	Минприроды России
	Сахалинская область	Поронайский	Государственный природный заповедник	Поронайский	Минприроды России
	Сахалинская область	Северо-Курильский г.о., Курильский г.о.	Планируемый к созданию государственный природный заповедник	Среднекурильский	Минприроды России
	Сахалинская область	г.о. г. Южно-Сахалинск	Дендрологический парк и ботанический сад	Сахалинский ботанический сад ДВО РАН	РАН, ФГБУ науки Ботанический сад-институт ДВО РАН
66	Свердловская область	Кировград, Пригородный, г. Верхний Тагил	Государственный природный заповедник	Висимский	Минприроды России

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
			Изм.	Колуч	Лист	№ док.

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Свердловская область	Ивдель, Североуральск	Государственный природный заповедник	Денежкин Камень	Минприроды России
	Свердловская область	Талицкий, Тугулымский	Национальный парк	Прильшминские Боры	Минприроды России
	Свердловская область	г. Екатеринбург	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Уральского государственного университета им. А.М.Горького	Минобридуки России, ГОУ высшего профессионального образования "Уральский государственный университет им. А.М. Горького"
	Свердловская область	г. Екатеринбург	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад УрО РАН	РАН, ФГБУ науки Ботанический сад Уральского отделения РАН
	Свердловская область	г. Екатеринбург	Дендрологический парк и ботанический сад	Уральский сад лечебных культур им. Л.И. Вигорова	ФГБОУ высшего профессионального образования "Уральский государственный лесотехнический университет", Минприроды Свердловской области
67	Смоленская область	Демидовский, Духовщинский	Национальный парк	Смоленское Поозерье	Минприроды России
68	Тамбовская область	Инжавинский, Кирсановский	Государственный природный заповедник	Воронинский	Минприроды России
69	Тверская область	Андреапольский, Нелидовский, Пеновский, Селижаровский	Государственный природный заповедник	Центрально-Лесной	Минприроды России
	Тверская область	Калининский, Конаковский	Национальный парк	Государственный комплекс «Завидово»	ФСО
70	Томская область	Бакчарский	Государственный природный заповедник	Васюганский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

	Томская область	г. Томск	Дендрологический парк и ботанический сад	Сибирский ботанический сад Томского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский государственный университет»
71	Тульская область	Белевский, Дубенский, Веневский, Щекинский, Одолевский, Суворовский, г.о. Тула.	Национальный парк	«Тульские засеки»	Минприроды России
72	Тюменская область	Армизонский	Государственный природный заказник	Белоозерский	Минприроды России
	Тюменская область	Нижнетавдинский	Государственный природный заказник	Тюменский	Минприроды России
	Тюменская область	Армизонский, Бердюжский, Сладковский, Казанский	Планируемый к созданию государственный природный заповедник	Белоозерский	Минприроды России
	Тюменская область	г. Тюмень	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботаническая коллекция биологического факультета Тюменского государственного университета	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Тюменский государственный университет"
73	Ульяновская область	Сурский	Государственный природный заказник	Сурский	Минприроды России
	Ульяновская область	Павловский, Старокулаткинский	Государственный природный заказник	Старокулаткинский	Минприроды России
	Ульяновская область	Новоульяновск, Сенгилеевский Чердаклинский,	Национальный парк	Сенгилеевские Горы	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

74	Челябинская область	Аргаяшский, Брединский, Кизильский, г.о. Миасс, Чебаркульский	Государственный природный заповедник	Ильменский	Федеральное агентство научных организаций
	Челябинская область	Саткинский	Национальный парк	Зюраткуль	Минприроды России
	Челябинская область	Катав-Ивановский район	Государственный природный заповедник	Южно-Уральский	Минприроды России
	Челябинская область	Златоуст, Кусинский	Национальный парк	Таганай	Минприроды России
	Челябинская область	Катав-Ивановский	Национальный парк	Зигальга	Минприроды России
75	Забайкальский край	Борзинский, Забайкальский	Государственный природный заказник	Долина Дзерена	Минприроды России
	Забайкальский край	Ононский	Государственный природный заказник	Цасучейский Бор	Минприроды России
	Забайкальский край	Борзинский, Оловянинский, Ононский	Государственный природный заповедник	Даурский	Минприроды России
	Забайкальский край	Красночикойский, Кыринский, Улетовский	Государственный природный заповедник	Сохондинский	Минприроды России
	Забайкальский край	Дульдургинский	Национальный парк	Алханай	Минприроды России
	Забайкальский край	Красночикойский	Национальный парк	Чикой	Минприроды России
	Забайкальский край	Каларский	Памятник природы	Ледники Кодара	Минприроды России
	Забайкальский край	Каларский	Национальный парк	Кодар	Минприроды России
76	Ярославская область	Даниловский, Некрасовский	Государственный природный заказник	Ярославский	Минприроды России
	Ярославская область	Брейтовский	Государственный природный заповедник	Дарвинский	Минприроды России
	Ярославская область	Переславль-Залесский, Переславский	Национальный парк	Плещеево озеро	Минприроды России
	Ярославская область	г. Ярославль	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Ярославского государственного педагогического университета им.К.Д.Ушинского	Минобрнауки России, ФГБОУ федеральное высшего профессионального

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

				о	о образования "Ярославский государственный педагогический университет им. К.Д. Ушинского"
77	г. Москва	ВАО, СВАО г. Москвы	Национальный парк	Лосиный остров	Минприроды России
	г. Москва	г. Москва	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Всероссийского научно-исследовательского института лекарственных и ароматических растений (ВИЛАР) РАСХН	Минсельхоз России, ГНУ «Всероссийский научно-исследовательский институт лекарственных и ароматических растений» РАСХН
	г. Москва	г. Москва	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад им.С.И.Ростовцева	ФГБОУ высшего профессионального образования "Российский государственный аграрный университет - МСХА имени К.А. Тимирязева"
	г. Москва	г. Москва	Дендрологический парк и ботанический сад	Главный ботанический сад им. Н.В.Цицина	РАН, ФГБУ науки Главный ботанический сад им. Н.В. Цицина РАН
	г. Москва	г. Москва	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрологический сад им. Р.И. Шредера	Минсельхоз России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Российский государственный аграрный университет - МСХА имени К.А. Тимирязева"
78	г. Санкт-Петербург	г. Санкт-Петербург	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Петра Великого	РАН, ФГБУ науки Ботанический институт им. В.Л. Комарова РАН
	г. Санкт-	г. Санкт-	Дендрологичес	Ботанический сад	Миниобрнауки

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

Изм.	Колуч	Лист	Лодок	Подпись	Дата

87	Чукотский автономный округ	Иульгинский, о. Врангеля, о. Геральд	Государственный природный заповедник	Остров Врангеля	Минприроды России
	Чукотский автономный округ	Иульгинский, Провиденский, Чукотский	Национальный парк	Берингия	Минприроды России
89	Ямало-Ненецкий автономный округ	Красноселькупский	Государственный природный заповедник	Верхне-Тазовский	Минприроды России
	Ямало-Ненецкий автономный округ	Тазовский	Государственный природный заповедник	Гыданский	Минприроды России
91	Республика Крым	Ленинский район, (Заветненское и Марьевске с.п.)	Государственный природный заповедник	«Опукский»	Минприроды России
	Республика Крым	Бахчисарайский район, Симферопольский район, г.о. Ялта, г.о. Алушта	Национальный парк	«Крымский»	Управление делами Президента Российской Федерации
	Республика Крым	Раздольненский район	Государственный природный заповедник	«Лебяжий острова»	Минприроды России
	Республика Крым	Ленинский район	Государственный природный заповедник	«Казантипский»	Минприроды России
	Республика Крым	г.о. Феодосия	Государственный природный заповедник	«Карадагский»	Минобнауки России
	Республика Крым	г.о. Ялта, Бахчисарайский район	Государственный природный заповедник	«Ялтинский горно-лесной природный заповедник»	Минприроды России
	Республика Крым	Раздольненский район, Краснопереконский район	Государственный природный заказник	«Каркинитский»	Минприроды России
	Республика Крым	акватория Каркинитского залива Черного моря, возле побережья Раздольненского района	Государственный природный заказник	«Малое филофорное поле»	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

	Петербург	Петербург	кий парк и ботанический сад	Санкт-Петербургского государственного университета	Россия, ФГБОУ высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный университет"
	г. Санкт-Петербург	г. Санкт-Петербург	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад Санкт-Петербургской государственной лесотехнической академии им.С.М.Кирова	Минобрнауки России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный лесотехнический университет имени С.М. Кирова"
79	Еврейская автономная область	Биробиджанский, Облученский, Смидовичский	Государственный природный заповедник	Бастак	Минприроды России
83	Ненецкий автономный округ	Заполярный	Государственный природный заповедник	Ненецкий	Минприроды России
	Ненецкий автономный округ	Заполярный	Государственный природный заказник	Ненецкий	Минприроды России
86	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	Кондинский, Ханты-Мансийский	Государственный природный заказник	Васпухольский	Минприроды России
	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	Кондинский, Советский	Государственный природный заказник	Верхне-Кондинский	Минприроды России
	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	Ханты-Мансийский	Государственный природный заказник	Елизаровский	Минприроды России
	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	Березовский, Советский	Государственный природный заповедник	Малая Сосьва	Минприроды России
	Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	Сургутский	Государственный природный заповедник	Юганский	Минприроды России

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
КОМИТЕТ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ПО БИОЛОГИЧЕСКИМ
РЕСУРСАМ



ТАТАРСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
БИОЛОГИК РЕСУРСЛАР
БУЕНЧА ДӘУЛӘТ
КОМИТЕТЫ

ул. Карима Тинчурина, д. 29, г. Казань, 420021

К. Тинчурин ур., 29 йорт, Казан шәһәре,
420021

Телефон:(843)211-66-94, факс:(843)211-66-47, E-Mail:ojm@tatar.ru, сайт:http://ojm.tatarstan.ru

03.12.2019 № 4240-исх

На № _____ от _____

Директору
ООО «Нефтегазизыскания»

И.А. МУСТАФИНУ

Заря ул., д. 17, г. Казань, 420029

О предоставлении информации

Уважаемый Ильдар Анфасович!

Государственный Комитет Республики Татарстан по биологическим ресурсам, рассмотрев Ваше письмо о предоставлении информации по объекту: «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении», сообщает следующее.

Согласно представленному картографическому материалу, испрашиваемый участок не затрагивает особо охраняемые природные территории (далее – ООПТ) регионального значения, расположенные в Нурлатском муниципальном районе Республики Татарстан, в соответствии с данными Государственного реестра особо охраняемых природных территорий в Республике Татарстан, утвержденного постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 24 июля 2009 г. № 520.

В соответствии с Постановлением Кабинета Министров Республики Татарстан от 28 мая 2019 г. № 445 перечень резервных участков под ООПТ Республики Татарстан утратил силу.

Сведения о видах животных, растений и грибов, занесенных в Красную книгу Республики Татарстан, встречающихся в вышеуказанном муниципальном районе представлены в приложении.

Сведения о видах животных, птиц и грибов, занесенных в Красную книгу Республики Татарстан, непосредственно в зоне проекта, могут быть получены только в рамках натурных обследований.

Одновременно сообщаем, что в целях приведения проектной документации в соответствие с требованиями Постановления Правительства РФ от 16 февраля 2008

Документ создан в электронной форме. № 4240-исх от 03.12.2019. Исполнитель: Габидуллин Р.Р.
Страница 1 из 4. Страница создана: 03.12.2019 11:50

ЭЛЕКТРОННЫЙ
ТАТАРСТАН

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

62/20-ПМНК-ИЭИ.ТЧ

Лист

117

г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», а также выявления фаунистических данных непосредственно в зонах проектов, формирования списка компенсационных мероприятий, экспертной оценки проектных документов, рекомендуем Вам обратиться в Государственное бюджетное учреждение «Центр внедрения инновационных технологий в области сохранения животного мира» (тел. 8 /843/ 211-69-07, Бурдина Светлана Викторовна).

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Председатель



Ф.С.Батков

Габидуллин Р.Р.
8 (843) 211 68 62

Документ создан в электронной форме. № 4240-исх от 03.12.2019. Исполнитель: Габидуллин Р.Р.
Страница 2 из 4. Страница создана: 03.12.2019 11:50



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					62/20-ПМНК-ИЭИ.ТЧ	Лист 118
			Изм.	Колуч	Лист	№ док.		

**Перечень видов растений, животных и грибов, включенных в Красную книгу
РТ, зафиксированных в Нурлатском районе РТ**

Животные, всего видов 27, в т.ч.:

Класс Млекопитающие – 6 видов: заяц-беляк, мышовка степная, хомячок серый, пеструшка степная, хомячок Эверсманны, медведь бурый;

Класс Птицы 16 видов: гусь серый, лунь полевой, лунь луговой, осоед обыкновенный, змеяяд, беркут, могильник, кобчик, пустельга обыкновенная, клинтух, горлица обыкновенная, сова белая, сизоворонка, змеяяд, подорлик большой, сизоворонка;

Рептилии 1 вид: гадюка обыкновенная;

Беспозвоночные - 4 вида: скакун лесной, хвостonosец подалирий, орденская лента голубая, сколия четырехточечная.

Растения, всего 22 вида:

Отдел покрытосеменные – 22 вида:

лук линейный, крестовник малолистный, береза приземистая, прутняк простертый, пушица узколистная, пушица широколистная, триостренник приморский, кермек Гмелина, наяда большая, кувшинка белоснежная, пальчатокоренник мясокрасный, дремлик болотный, надбородник безлистный, тайник яйцевидный, гнездовка настоящая (обыкновенная), перловник высокий, рдест остролистный, рдест узловатый, грушанка малая, миндаль низкий, камнеломка болотная, мытник болотный.

Грибы, всего 1 вид:

лобария легочная.

ИТОГО 50 видов.

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

						62/20-ПМНК-ИЭИ.ТЧ	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		119



**МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ**

**ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ИНОЙ
ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
(ЦКР Роснедр по УВС)**

Утверждаю
Председатель ЦКР Роснедр по УВС
О.С. Каспаров
« 11 » _____ 2019 г.



**ПРОТОКОЛ
заседания**

Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

№ 549 от 08.11.2019 г.

г. Казань

**«Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения»
(ЗАО «Предприятие Кара Алтын»)**

Присутствовали:

- Гатиятуллин Н.С. – руководитель Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
Волков Ю.В. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
Мухаметшин Р.Н. – заместитель руководителя Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС
Бакиров А.И. – секретарь Татарстанской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

Члены ТНГС ЦКР Роснедр по УВС: Мутыгуллин Р.Х., Войтович С.Е., Зайнуллин И.Г., Закиров Р.Х., Лукьянова Р.Г., Саенко А.Г., Уразгильдеева Ф.Р., Успенский Б.В.

Приглашенные:

от ЗАО «Предприятие Кара Алтын»: Р.К. Хайртдинов

от ЗАО «ЦНИП-МНК»: А.Р. Ахметов

Слушали: А.Р. Ахметова – главного геолога ЗАО «ЦНИП-МНК» о «Дополнении к технологической схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения».

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении Егоркинское нефтяное месторождение расположено на территории Нурлатского района Республики Татарстан, в 7 км к западу от г. Нурлат.

Лицензия ТАТ 10739 НЭ от 30.12.1998 г. выдана ЗАО «Предприятие Кара-Алтын» (423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул., Шевченко, д. 48, телефон (88553) 45-80-99, факс (88553) 45-81-02) сроком до 30.11.2043 г.

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Бурейкинское, Вишнево-Полянское, Камышлинское, Степноозерское.

II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В тектоническом отношении месторождение приурочено к восточному бортовому склону Мелекесской впадины.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения каширского горизонта С2ks, верейского горизонта С2vr, башкирского яруса С2b среднего карбона, терригенные отложения бобриковского горизонта С1bb нижнего карбона.

Всего на Егоркинском месторождении в пяти продуктивных пластах выявлены пять залежей нефти.

III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Каширский горизонт С2ks (пласт Скш-3) представлен известняками.

В отложениях пласта выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером 1,1x0,9 км, высотой 23,2 м.

Пористость определена по ГИС (33 определения в 13 скважинах). Нефтенасыщенность определена по ГИС (14 определений в 11 скважинах). Проницаемость определена по ГИС (33 определения в 13 скважинах) и ГДИ (одно определение в одной скважине).

При проектировании параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Коэффициент вытеснения и ОФП на собственном керне не изучались и приняты по аналогии с одновозрастными отложениями Бурейкинского (три определения из одной скважины) и Вишнево-Полянского (пять определений из двух скважин) месторождений.

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по одной поверхностной пробе из одной скважины.

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосернистая,

парафинистая, высокосмолистая.

Каширский горизонт С2ks (пласт Скш-1) представлен известняками.

В отложениях пласта выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером 0,9х0,7 км, высотой 10,1 м.

Пористость, проницаемость, нефтенасыщенность определены по ГИС (14 определений в 11 скважинах).

При проектировании пористость, нефтенасыщенность, проницаемость приняты по ГИС.

Коэффициент вытеснения и ОФП на собственном керне не изучались и приняты по аналогии с одновозрастными отложениями Бурейкинского (три определения из одной скважины) и Вишнево-Полянского (пять определений из двух скважин) месторождений.

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по одной поверхностной пробе из одной скважины.

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Верейский горизонт С2vr представлен известняками.

В отложениях пласта выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером 1,2х1,11 км, высотой 32,2м.

Пористость определена по керну (81 образцов из двух скважин), ГИС (28 определения в девяти скважинах). Проницаемость определена по керну (79 образцов из двух скважин), ГИС (28 определений в девяти скважинах), ГДИ (три определения в трех скважинах). Нефтенасыщенность определена по керну (26 образцов из двух скважин), ГИС (28 определений в девяти скважинах).

При проектировании параметры пористости и нефтенасыщенности приняты по ГИС, проницаемости - по керну.

Коэффициент вытеснения и ОФП на собственном керне не изучались и приняты по аналогии с одновозрастными отложениями Бурейкинского месторождения (семь образцов из двух скважин).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по 27 глубинным пробам из двух скважин и девяти поверхностным пробам из двух скважин.

Нефть битуминозная, повышенной вязкости, особо высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Башкирский ярус С2b представлен известняками.

В отложениях пласта выявлена одна массивная нефтяная залежь размером 1,4х1,2 км, высотой 33,5м.

Пористость определена по керну (69 образцов из двух скважин), ГИС (122 определения в 13 скважинах). Проницаемость определена по керну (68 образцов из двух скважин), ГИС (122 определений в 13 скважинах), ГДИ (три определения в трех скважинах). Нефтенасыщенность определена по керну (26 образцов из двух скважин), ГИС (122 определения в 13 скважинах).

При проектировании пористость, нефтенасыщенность приняты по ГИС, проницаемость – по керну.

Коэффициент вытеснения и ОФП определены на 15 образцах керна из двух скважин

Коэффициент вытеснения и ОФП приняты по результатам исследования собственного керна (15 образцов из двух скважин).

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по 33 глубинным пробам из трех скважин и 18 поверхностным пробам из трёх скважин.

Нефть битуминозная, высоковязкая, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Бобриковский горизонт С1bb представлен песчаниками.

В отложениях пласта выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером 1,1x1,0 км, высотой 29,3 м.

Пористость определена по ГИС (41 определения в 12 скважинах). Проницаемость определена по ГИС (41 определений в 12 скважинах), ГДИ (пять определений в пяти скважинах). Нефтенасыщенность определена по керну (10 образцов из пяти скважин), ГИС (39 определений в двух скважинах).

При проектировании пористость, нефтенасыщенность, проницаемости приняты по ГИС.

Коэффициент вытеснения и ОФП на собственном керне не изучались и приняты по аналогии с одновозрастными отложениями Бурейкинского (два образца из двух скважин) и Вишнево-Полянского (пять определений из трех скважин) месторождений.

Физико-химические свойства и состав нефти изучены по 30 глубинным пробам из 11 скважин и 34 поверхностным пробам из 11 скважин.

Нефть битуминозная, высоковязкая, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в **таблице 1**.

IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Впервые запасы нефти и растворённого газа Егоркинского месторождения посчитаны в 1989 году в составе Бурейкинского месторождения (протокол ГКЗ СССР № 10982 от 21.12.1990 г.).

В 1999 году запасы нефти месторождения пересчитаны (протокол РКЗ № 17 от 15.10.1999 г.).

В 2003 году выполнен пересчет запасов нефти (протокол ЦКЗ МПР РФ № 288 от 02.06.2003 г.).

В 2009 году в оперативном порядке пересмотрены извлекаемые запасы нефти (протокол Роснедра № 18/196-пр от 06.04.2009 г.).

В 2013 году запасы нефти пересчитаны в оперативном порядке (протокол Роснедра № 18/893-пр от 27.12.2013 г.).

В 2019 г. выполнен оперативный пересчет запасов месторождения (протокол Роснедра № 03-18/695-пр от 07.11.2019 г.).

Настоящая работа выполнена на запасы УВ, которые будут поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2020 года.

Запасы растворенного газа на государственном балансе не числятся.

Сведения о запасах нефти Егоркинского месторождения приведены в **таблице 2**.

V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Всего на разработку Егоркинского нефтяного месторождения составлено четыре проектных технологических документа:

1. В 1991 г. «ТатНИПИнефть» составлена «Технологическая схема разработки Бурейкинского месторождения», в составе которого находилось Егоркинское поднятие (протокол ТО ЦКР по РТ № 315 от 26.06.1991 г.).

2. В 1999 г. составлена НПП «Нефтегеотехнология» «Технологическая схема разработки Егоркинское месторождения» (протокол РКРР № 59 от 20.08.1999 г.).

3. В 2004 г. «ТатНИПИнефть» составлено «Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинское месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по РТ № 355 от 27.01.2004 г.).

4. В 2008 г. ООО «НТО–Разработка» составлено «Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинское нефтяного месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по РТ № 771 от 27.06.2008 г.) со следующими основными положениями:

- выделение четырех эксплуатационных объектов: каширского, верейского, башкирского, бобриковского;
- разработка эксплуатационных объектов с организацией приконтурной и внутриконтурной очаговой систем заводнения, режим закачки - циклический;
- разбуривание месторождения по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 300 м;
- общий фонд – 19 скважин, в т.ч. 17 добывающих, две нагнетательные;
- фонд для бурения – 10 добывающих скважин;
- бурение 10 боковых стволов, в т.ч. шесть горизонтальных;
- достижение КИН – 0,281.

VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Месторождение открыто в 1977 году, введено в промышленную разработку в 1999 году.

В разработке находятся три эксплуатационных объекта: верейский, башкирский и бобриковский, каширский объект в разработку не вводился.

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении пробурено 13 добывающих скважин.

В добывающем фонде числится 13 действующих скважин. Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 1,0, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0,878.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти составляет 234 тыс.т., жидкости - 377,5 тыс.т. Текущий КИН – 0,103. Отбор нефти от НИЗ составляет 34,4 %, при обводненности 60,2 %.

Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2009 году – 15,9 тыс.т при темпе отбора от НИЗ – 2,3 % и обводнённости – 31,2 %.

В 2014 г. фактическая добыча нефти (13,3 тыс.т) по месторождению выше проектной (11,4 тыс.т) на 16,7%. Продуктивность действующего фонда добывающих скважин соответствует проектной величине, средний дебит нефти (3,1 т/сут) незначительно ниже проектного (3,3 т/сут). Фактическая обводненность (45,1%) ниже проектного значения (70,3%) на 25,2%.

В 2015 г. фактическая добыча нефти (12,4 тыс.т) по месторождению выше проектной (10,3 тыс.т) на 20,4%. Фактическая обводненность (47,1%) ниже проектного значения (73,2%) на 26,1%.

В 2016 г. фактическая добыча нефти (12 тыс.т) по месторождению выше

проектной (9,3 тыс.т) на 29%. Продуктивность скважин выше проектной величины, так средний дебит нефти (3,0 т/сут) больше проектной величины (2,7 т/сут) на 10%. Фактическая обводненность (49%) ниже проектного значения (76,6%) на 27,6%.

В 2017 г. фактическая добыча нефти (11,3 тыс.т) по месторождению выше проектной величины (8,2 тыс.т) на 37,8%, что связано с большим значением дебита нефти (2,8 т/сут) по сравнению с проектной величиной (2,6 т/сут). Фактическая обводненность (55,4%) ниже проектного значения (83,9%) на 28,5%.

В 2018 г. фактическая добыча нефти (10,7 тыс.т) по месторождению выше проектной (8 тыс.т) на 33,8%, что связано с более высокими фактическими дебитами нефти (2,6 т/сут) в сравнении с проектными (2,5 т/сут). Фактическая обводненность (60,2%) ниже проектного значения (84,9%) на 24,7%.

Верейский объект введён в разработку в 2003 году.

Объект разрабатывается на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. на объекте числятся четыре добывающие действующие скважины, в т.ч. две совместные. Проектный фонд скважин реализован на 21%.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти по объекту составляет 31 тыс.т, отбор нефти от НИЗ – 33,4 % при обводнённости – 28,7 %, текущий КИН – 0,089 при утверждённом КИН – 0,264. Текущая плотность сетки составляет 27,1 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 3,6 тыс.т (при темпе отбора от НИЗ – 3,9 %, обводнённости продукции – 6,5 %) был достигнут в 2008 году.

В 2014 г. фактическая добыча нефти (1,6 тыс.т) ниже проектной (4,5 тыс.т) на 64,4%. Продуктивность действующего фонда добывающих скважин ниже проектной величины, средний дебит нефти (1,2 т/сут) ниже проектного (2,4 т/сут) в два раза. Фактическая обводненность (30,6%) выше проектного значения (7,6%) на 23%.

В 2015 г. фактическая добыча нефти (1,3 тыс.т) ниже проектной (4,1 тыс.т) на 68,3%. Фактическая обводненность (37,5%) выше проектного значения (9,5%) на 28%.

В 2016 г. фактическая добыча нефти (1,5 тыс.т) ниже проектной (3,7 тыс.т) на 59,5%. Продуктивность скважин ниже проектной величины, так средний дебит нефти (1,1 т/сут) ниже проектной величины (2,0 т/сут) на 45%. Фактическая обводненность (19,9%) выше проектного значения (13,7%) на 6,2%.

В 2017 г. фактическая добыча нефти (1,7 тыс.т) ниже проектной величины (3,3 тыс.т) на 48,5%, что связано с меньшим значением дебита нефти (1,3 т/сут) по сравнению с проектной величиной (2,1 т/сут). Фактическая обводненность (10%) ниже проектного значения (18,2%) на 8,2%.

В 2018 г. фактическая добыча нефти (1,3 тыс.т) ниже проектной (3,4 тыс.т) на 61,8%, что связано с более низкими фактическими дебитами нефти (1,4 т/сут) в сравнении с проектными (2,4 т/сут). Фактическая обводненность (28,7%) выше проектного значения (9,8%) на 18,9%.

Текущее пластовое давление снизилось на 2,0 МПа относительно начального и составляет 8,5 МПа.

Башкирский объект введён в разработку в 2002 году.

Объект разрабатывается на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. на объекте числятся четыре добывающие действующие скважины, в т.ч. две совместные. Проектный фонд реализован на 25 %.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 29 тыс.т, отбор нефти от НИЗ – 12,3 % при обводнённости – 13,9 %, текущий КИН – 0,032 при утверждённом КИН – 0,255. Текущая плотность сетки составляет 31,6 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 2,3 тыс.т (при темпе отбора от НИЗ – 1,0 %, обводнённости продукции – 13,9 %) был достигнут в 2018 году.

В 2014 г. фактическая добыча нефти (1,7 тыс.т) ниже проектной (2,9 тыс.т) на 41,4%. Продуктивность действующего фонда добывающих скважин ниже проектной величины, средний дебит нефти (1,7 т/сут) ниже проектного (2,3 т/сут) на 26%. Фактическая обводненность (6,6%) ниже проектного значения (27,6%) на 21%.

В 2015 г. фактическая добыча нефти (1,8 тыс.т) ниже проектной (2,8 тыс.т) на 35,7%. Фактическая обводненность (6,1%) ниже проектного значения (30,6%) на 24,5%.

В 2016 г. фактическая добыча нефти (1,6 тыс.т) ниже проектной (2,6 тыс.т) на 38,5%. Продуктивность скважин ниже проектной величины, так средний дебит нефти (1,7 т/сут) ниже проектной величины (2,0 т/сут) на 15%. Фактическая обводненность (6%) ниже проектного значения (33,6%) на 27,6%.

В 2017 г. фактическая добыча нефти (1,8 тыс.т) ниже проектной величины (2,4 тыс.т) на 25%, что связано с меньшим значением дебита нефти (1,8 т/сут) по сравнению с проектной величиной (2,6 т/сут). Фактическая обводненность (10%) ниже проектного значения (36,6%) на 26,6%.

В 2018 г. фактическая добыча нефти (2,3 тыс.т) соответствует проектной. Продуктивность скважин ниже проектной величины, так средний дебит нефти (1,7 т/сут) ниже проектной величины (2,4 т/сут) на 29,2%. Фактическая обводненность (13,9%) ниже проектного значения (39,6%) на 25,7%.

Текущее пластовое давление снизилось на 1,9 МПа относительно начального и составляет 8,5 МПа.

Бобриковский объект введён в разработку в 1998 году.

Объект разрабатывается на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2019 г. на объекте числится семь действующих добывающих скважин. Проектный фонд реализован на 100 %.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 174 тыс.т, отбор нефти от НИЗ – 58,3 % при обводнённости – 68,1 %, текущий КИН – 0,216 при утверждённом КИН – 0,372. Текущая плотность сетки составляет 13,5 га/скв.

Максимальный уровень добычи нефти – 14,2 тыс.т (при темпе отбора от НИЗ – 4,8 %, обводнённости продукции – 25,6 %) был достигнут в 2003 году.

В 2014 г. фактическая добыча нефти (9,9 тыс.т) выше проектной (3,9 тыс.т) в 2,5 раза. Продуктивность действующего фонда добывающих скважин выше проектной величины, средний дебит нефти (3,8 т/сут) выше проектного (2,5 т/сут). Фактическая обводненность (50,4%) ниже проектного значения (86,6%) на 36,2%.

В 2015 г. фактическая добыча нефти (9,3 тыс.т) выше проектной (3,4 тыс.т) в 2,7 раза. Фактическая обводненность (52%) ниже проектного значения (88,7%) на 36,7%.

В 2016 г. фактическая добыча нефти (8,9 тыс.т) выше проектной (3 тыс.т) в 2,9 раза. Продуктивность скважин выше проектной величины, так средний дебит нефти (3,8 т/сут) больше проектной величины (1,9 т/сут) на 50%. Фактическая обводненность (55,4%) ниже проектного значения (90,4%) на 35%.

В 2017 г. фактическая добыча нефти (7,8 тыс.т) выше проектной величины (2,5 тыс.т) в 3,1 раза, что связано с большим значением дебита нефти (3,3 т/сут) по

сравнению с проектной величиной (1,5 т/сут). Фактическая обводненность (63,7%) ниже проектного значения (94,3%) на 30,6%.

В 2018 г. фактическая добыча нефти (7,2 тыс.т) выше проектной (2,3 тыс.т) в 3,1 раза, что связано с более высокими фактическими дебитами нефти (3,1 т/сут) в сравнении с проектными (1,5 т/сут). Фактическая обводненность (68,1%) ниже проектного значения (94,9%) на 26,8%.

Текущее пластовое давление снизилось на 1,4 МПа относительно начального и составляет 12,1 МПа.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом и по эксплуатационным объектам приведено в **таблицах 3.1–3.4.**

Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4.**

VII. ПРИНЦИПАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО ПРОЕКТНОГО ДОКУМЕНТА

Для расчета технологических показателей разработки создана трехмерная геолого-гидродинамическая модель, построенная с использованием пакетов программ IRAP RMS и Tempest MORE компании ROXAR.

На месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: каширский, верейский, башкирский и бобриковский.

Разбуривание месторождения по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 300 м.

Разработка верейского и башкирского объектов с организацией приконтурной системы заводнения, режим закачки – циклический, каширского и бобриковского объектов – на естественном режиме.

В работе рассмотрено четыре технологических варианта разработки, различающихся комплексом мероприятий.

Каширский объект

Вариант 1 предусматривает разработку объекта в соответствии с утвержденными решениями: перевод девяти добывающих скважин с верейского объекта, применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – девять добывающих скважин.

Накопленная добыча нефти – 105 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,232, Кыт – 0,369, Кохв – 0,630, ПСС – 9,8 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) предусматривает перевод 13 добывающих скважин с верейского объекта, применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – 13 добывающих скважин.

Накопленная добыча нефти – 121 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,268, Кыт – 0,369, Кохв – 0,725, ПСС – 6,8 га.

Вариант 3 предусматривает перевод 15 добывающих скважин с верейского объекта, применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД

Общий фонд – 15 добывающих скважин.

Накопленная добыча нефти – 126 тыс.т;

Достигаемый КИН – 0,279, Кыт – 0,369, Кохв – 0,755, ПСС – 5,9 га.

Верейский объект

Вариант базовый предусматривает разработку существующим фондом скважин, применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД

Общий фонд – четыре добывающие скважины.

Накопленная добыча нефти – 43,7 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,125, Кывт – 0,370, Кохв – 0,338, ПСС – 27,1 га.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки: ввод девяти добывающих скважин башкирского объекта с внедрением оборудования ОРД, ввод двух нагнетательных скважин с внедрением оборудования ОРЗ; применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД

Общий фонд скважин – 15, в т.ч. 13 добывающих, две нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 88 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,252, Кывт – 0,370, Кохв – 0,681, ПСС – 7,2 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) предусматривает ввод 10 добывающих скважин башкирского объекта с внедрением оборудования ОРД, ввод двух нагнетательных скважин с внедрением оборудования ОРЗ; применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД

Общий фонд – 16 скважин, в т.ч. 14 добывающих, две нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 92 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,264, Кывт – 0,370, Кохв – 0,712, ПСС – 6,8 га.

Вариант 3 предполагает ввод 13 добывающих скважин башкирского объекта с внедрением оборудования ОРД, ввод двух нагнетательных скважин с внедрением оборудования ОРЗ; применение МУН: НСКВ, БСКО, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД

Общий фонд скважин – 19, в т.ч. 17 добывающих, две нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 105 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,301, Кывт – 0,370, Кохв – 0,813, ПСС – 5,7 га.

Башкирский объект

Вариант базовый предусматривает разработку действующим фондом скважин, применение МУН: НСКВ, БСКО, создание ИКНН, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – четыре добывающих скважины.

Накопленная добыча нефти – 72,7 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,080 Кывт – 0,410, Кохв – 0,194, ПСС – 31,6 га.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки: бурение двух добывающих скважин, возврат с бобриковского горизонта семи скважин, перевод двух добывающих скважин в нагнетательные, бурение трех боковых стволов, применение МУН: НСКВ, БСКО, создание ИКНН, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – 13 скважин, в т.ч. 11 добывающих, две нагнетательных.

Фонд для бурения – две добывающие скважины.

Бурение боковых стволов – три скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 210 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,230, Кывт – 0,410, Кохв – 0,560, ПСС – 7,9 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) предполагает бурение трех добывающих скважин, возврат с бобриковского горизонта семи скважин, перевод двух добывающих скважин в нагнетательные, бурение трех боковых стволов, применение МУН: НСКВ, БСКО, создание ИКНН, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – 14 скважин, в т.ч. 12 добывающих, две нагнетательных.

Фонд для бурения – три добывающие скважины.

Бурение боковых стволов – три скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 233 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,255, Квыт – 0,410, Кохв – 0,622, ПСС – 7,4 га.

Вариант 3 предполагает бурение шести добывающих скважин, возврат с бобриковского горизонта семи скважин, перевод двух добывающих скважин в нагнетательные, бурение двух боковых стволов, применение МУН: НСКВ, БСКО, создание ИКНН, ВНКО, ЦНСКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – 17 скважин, в т.ч. 15 добывающих, две нагнетательных.

Фонд для бурения – шесть добывающих скважин.

Бурение боковых стволов – две скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 242 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,265, Квыт – 0,410, Кохв – 0,646, ПСС – 6,6 га.

Бобриковский объект

Вариант базовый предусматривает разработку действующим фондом скважин, применение МУН: ГКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – семь добывающих скважин.

Накопленная добыча нефти – 262 тыс.т.

Достижение КИН – 0,326, Квыт – 0,480, Кохв – 0,679, ПСС – 13,5 га.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений действующего проектного документа с учетом текущего состояния разработки: бурение одного бокового ствола, применение МУН: ГКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – семь добывающих скважин.

Бурение боковых стволов – одна скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 271 тыс.т.

Достижение КИН – 0,337, Квыт – 0,480, Кохв – 0,702, ПСС – 11,8 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) предполагает возврат одной скважины с башкирского объекта с внедрением оборудования ОРД, бурение трех боковых стволов, применение МУН: ГКО, СНПХ-9633, ВПСД.

Общий фонд – восемь добывающих скважин.

Бурение боковых стволов – три скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 299 тыс.т.

Достижение КИН – 0,372, Квыт – 0,480, Кохв – 0,775, ПСС – 8,6 га.

В целом по месторождению сформирован суммарный вариант разработки, полученный из суммы вторых вариантов по каширскому, верейскому, башкирскому и бобриковскому объектам, характеризующихся оптимальными технико-экономическими показателями.

Общий фонд – 16 скважин, в т.ч. 14 добывающих, две нагнетательных.

Фонд для бурения – три добывающих скважины.

Бурение шести боковых стволов.

Накопленная добыча нефти – 745 тыс.т.

Достигаемый КИН – 0,296.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения по месторождению в целом приведены в **таблице 5**.

VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Экономическая оценка эффективности разработки Егоркинского нефтяного месторождения выполнена по каждому эксплуатационному объекту и месторождению в целом в динамике до конца разработки и дана оценка эффективности вариантов разработки за рентабельный срок.

Расчёты проведены на базе технологических показателей и экономических параметров, обоснованных с учетом производственно-финансовой деятельности ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

Для расчета экономических показателей использованы действующие методические положения, основанные на расчете и анализе чистого денежного потока, генерируемого проектом для различных исходных данных по капитальным вложениям, эксплуатационным затратам и объемам реализации продукции.

Вариант разработки в целом по месторождению получен суммированием вариантов эксплуатационных объектов с максимальным значением интегрального показателя оптимальности T_{opt} . Для расчета T_{opt} показатели КИН, ЧДД пользователя недр и ДДГ рассчитывались за рентабельный срок разработки месторождения по каждому варианту.

Экономические расчеты проведены с учетом налогов и платежей, соответствующих действующему Налоговому Законодательству РФ.

В расчетах принята среднерыночная цена реализации нефти за предшествующие 12 месяцев, которая составила 69,04 \$/баррель. Обменный курс рубля принят на уровне 64,31 руб./долл.

Как свидетельствуют результаты расчетов, чистый дисконтированный доход за рентабельный срок по месторождению имеет положительное значение и составляет 412,5 млн руб.

Дисконтированный доход государства за рентабельный период оценивается в 1332,1 млн руб.

Значения всех технико-экономических показателей свидетельствуют о приемлемой экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки.

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в **таблице 6**.

Характеристика расчетных технико-экономических показателей вариантов разработки представлена в **таблице 7**.

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ приведено в **таблицах 8–8.7**.

IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

С целью контроля за выработкой запасов нефти эксплуатационных объектов месторождения проводились промыслово-геофизические исследования: гидродинамическая дебитометрия, плотностеметрия, термоэлектрический индикатор притока, термометрия, влагометрия, резистивиметрия, гамма метод и локатор муфт.

За проектный период промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока и источника обводнения проведены в пяти добывающих скважин.

Исследования по определению продуктивности пластов проведены в двух скважинах.

По результатам проведенных исследований определены параметры выработки пластов, источники обводнения скважин.

Уточнение геологического строения залежей и категорийности запасов нефти будет осуществляться бурением скважин эксплуатационного фонда.

С целью контроля за выработкой запасов нефти планируется проведение промыслово-геофизических исследований: термометрии, дебитометрии, влагометрии, резистивиметрии, гамма – методом.

Программа исследовательских работ и доразведки Егоркинского месторождения приведена в **таблице 9**.

Выполнение программы исследовательских работ и доразведки приведено в **таблице 9.1**.

X. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

При организации заводнения на Егоркинском месторождении предполагается использовать водозаборную скважину башкирско-серпуховских отложений после отработки на нефть (№ 943), пробуренную в контуре залежи.

Обоснование прогноза добычи воды Егоркинского месторождения приведено в **таблице 8.9**.

XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, рекомендуемый в данной работе, составлен с учётом действующих нормативных актов РФ, правил и ограничений по природопользованию.

В работе предусмотрены мероприятия по охране недр при бурении, эксплуатации, консервации и ликвидации скважин.

При бурении скважин и зарезке боковых стволов при КРС предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В процессе эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин основные мероприятия планируется проводить с целью проверки целостности колонны, цементного кольца, установления зон утечек и поступления посторонних вод и осуществления ремонтно-изоляционных работ по восстановлению качества крепи.

Консервацию и ликвидацию скважин предусмотрено проводить в строгом соответствии с действующими инструкциями, что обеспечит по ликвидируемым скважинам недопущение утечек остатков нефти и пластовой воды в другие горизонты разреза, а по консервируемым – возможность их повторного ввода в эксплуатацию.

Предусматривается проведение мониторинга за состоянием окружающей среды.

Предусмотренный комплекс мероприятий по охране недр обеспечит достаточный уровень охраны недр от негативного воздействия планируемой разработки месторождения в пределах ЛУ ТАТ 10739 НЭ ЗАО «Предприятие Кара Алтын».

ХII. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с использованием недр. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 263 от 10.03.1999 г. (в ред. от 30.07.2014 г.) «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

Эксплуатация нефтепромысловых объектов осуществляется в соответствии с требованиями промышленной безопасности, установленными Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г., № 116-ФЗ (в ред. от 13.07.2015 г.).

В обсуждении приняли участие: Гатиятуллин Н.С., Волков Ю.В., Бакиров А.И., Мухаметшин Р.Н., Мутыгуллин Р.Х., Войтович С.Е., Зайнуллин И.Г., Закиров Р.Х., Лукьянова Р.Г., Саенко А.Г., Уразгильдеева Ф.Р., Успенский Б.В.

ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) ОТМЕЧАЕТ:

1. На представленную работу получена справка (от 01.10.2019 г.) об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Егоркинского нефтяного месторождения по состоянию на 01.01.2019.

2. На работу имеется заключение Минэнерго № 05-3521 от 11.10.2019 г., в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте.

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектом документе «Дополнение к технологическому схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения», прошли государственную экспертизу. Получено сводное экспертное заключение комиссии ФБУ «ГКЗ» № 22-19 оп-пд (Каз.ф.) от 10.09.2019 г. утвержденное протоколом Роснедра от 07.11.2019 г. № 03-18/695-пр.

4. Цель настоящей работы – уточнение отдельных принципиальных положений и технологических показателей разработки, корректировка программы ГТМ, уточнение проектного фонда скважин с учётом выявленных изменений в геологическом строении и запасах нефти (ОПЗ в 2019 году).

5. Настоящая работа выполнена на запасы УВ, оперативно пересчитанные в 2019 г., которые будут поставлены на государственный баланс по состоянию на 01.01.2020 года.

6. Месторождение открыто в 1977 г., введено в разработку в 1999 г.

7. Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения каширского горизонта С₂ks, верейского горизонта С₂vr, башкирского яруса С₂b среднего карбона, терригенные отложения бобриковского горизонта С₁bb.

8. По геологическому строению месторождение сложное, по величине извлекаемых запасов нефти относится к группе очень мелких, по изученности относится к разрабатываемым.

6. Решения предыдущего проектного документа выполняются: за проектный период 2014 – 2018 гг. проведено четыре геолого-технических мероприятий (проект – четыре). Программы геолого-технических мероприятий и исследовательских работ выполнены в полном объёме в соответствии с проектным документом.

7. За проектный период (2014 – 2018 гг.) отклонения фактической добычи нефти от проектного уровня по месторождению в целом не превышали допустимых ($\pm 40\%$) значений (2014 год + 16,3 %, 2015 год + 20,5 %, 2016 год +29,3, 2017 год + 37,9, 2018 год+33,8 %). Проектный фонд скважин реализован на 68 %.

8. В разработке находятся три эксплуатационных объекта: верейский, башкирский и бобриковский. В 2018 году 66,8 % добычи нефти на месторождении обеспечивалось бобриковским объектом.

9. По состоянию на 01.01.2019 на месторождении отобрано от НИЗ 34,5 % нефти при обводнённости 60,2 %. Текущий КИН составил 0,103 при утверждённом КИН – 0,299.

10. Энергетическое состояние залежей удовлетворительное, текущие пластовые давления близки к начальным.

11. Трёхмерные цифровые геологические модели пластов Егоркинского месторождения построены с применением программы Irap RMS компании «ROXAR». Ремасштабирование моделей не выполнялось.

12. Трёхмерные цифровые фильтрационные модели Егоркинского месторождения построены при помощи программного комплекса «Irap RMS».

13. Начальные геологические запасы нефти и средние подсчётные параметры в трёхмерной цифровой фильтрационной модели соответствуют принятым значениям с учётом допустимых отклонений (5 %).

14. Прогнозные показатели разработки, рассчитанные с помощью трёхмерных цифровых геолого-фильтрационных моделей, соответствуют показателям разработки, приведённым в таблицах 8.1 – 8.8.

15. Трёхмерные цифровые геолого-фильтрационные модели Егоркинского месторождения пригодны для прогноза показателей разработки.

16. Для более эффективной выработки остаточных запасов нефти предусмотрена адресная программа ГТМ, включающая: зарезку боковых стволов; ОПЗ химическими реагентами, технологии МУН и изоляционные мероприятия, гидродинамические методы.

17. Выполнение предложенного к реализации варианта разработки, программ ГТМ и исследовательских работ обеспечит выработку извлекаемых запасов углеводородов по месторождению и достижение экономически обоснованных значений КИН.

ЦКР Роснедр по УВС (Татарстанская нефтегазовая секция) РЕШИЛА:

1. Работу «Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения» согласовать по авторскому суммарному варианту, полученному из суммы вариантов 2 по объектам, со следующими основными положениями (**таблица 7**) и технологическими показателями (**таблицы 8.1-8.8**): *

1.1. Максимальные проектные уровни по месторождению в целом:

добычи нефти, тыс.т	19,9 (2036 год);
добычи жидкости, тыс.т	185,6 (2046 год);

закачки воды, тыс.м³

32,9 (2036 год);

* – допустимое отклонение фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей в соответствии с пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.

1.2. Основные положения:

- выделение четырех эксплуатационных объектов: каширского, верейского, башкирского, бобриковского;
- разбуривание месторождения по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 300 м;
- разработка верейского и башкирского объектов с организацией приконтурной системы заводнения, режим закачки – циклический, каширского и бобриковского объектов – на естественном режиме;
- общий фонд – 16 скважин, в т.ч. 14 добывающих, две нагнетательных;
- фонд для бурения – три добывающих скважины;
- бурение боковых стволов – шесть скв./опер.;
- накопленная добыча нефти по месторождению в целом – 745 тыс.т, КИН (запасы категорий АВ1+В2) – 0,296;
- достижение КИН по месторождению для запасов категорий АВ1 – 0,299, в том числе по объектам:

Объект	КИН	Квыт	Кохв
Каширский	0,268	0,369	0,725
Верейский	0,264	0,370	0,712
Башкирский	0,255	0,410	0,622
Бобриковский	0,372	0,480	0,775

2. Согласовать программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5).

3. ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»:

- выполнить программы исследовательских работ и доразведки (таблица 9), ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти (таблица 5) в полном объеме и в установленные сроки, в том числе:
 - осуществить отбор глубинных и поверхностных проб нефти, воды и выполнить их лабораторные исследования с целью уточнения физико-химических свойств пластовых флюидов;
 - обеспечить проведение геолого-промысловых, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований с целью контроля за разработкой месторождения;
 - обеспечить контроль за энергетическим состоянием залежей;
 - обеспечить определение технологических параметров работы скважин;
 - обеспечить количественную оценку текущей нефтенасыщенности залежей;
 - уточнить трёхмерные геологические и фильтрационные модели объектов разработки с учётом новой геолого-геофизической информации, полученной в соответствии с выполненной программой исследовательских работ и геолого-

промысловым анализом разработки;

- обеспечить научное сопровождение разработки Егоркинского нефтяного месторождения.

Итоги голосования:

Присутствовало: 12 членов ЦКР

Принято единогласно

Руководитель Татарстанской
нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

Н.С. Гатиятуллин

Секретарь Татарстанской
нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС

А.И. Бакиров

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Егоркинского месторождения

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты			
			Каширские C2ks	Верейский C2vr	Башкирский C2b	Бобриковский C1bb
1	Средняя глубина залегания кровли	м	966,5	1050	1065	1347
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-842/-866	-925	-943	-1219
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-	-
5	Тип залежи		пластовый сводовый	пластовый сводовый	массивный	пластовый сводовый
6	Тип коллектора		поровый	поровый	трещино-поровый	поровый
7	Площадь нефте/газонасыщенности	тыс.м ²	1362	1084	1263	947
8	Средняя общая толщина	м	23,3/4,1	45,4	30,3	13,8
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,7/1,7	4,2	10,8	5,7
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м				
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м			3,5	2,3
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,20	0,15	0,15	0,22
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,71	0,71	-	0,87
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,71	0,71	0,75	0,87
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,71	0,71	0,75	0,87
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.				
17	Проницаемость	мкм ²	0,132	0,240	0,206	0,855
18	Коэффициент песчаности	доли ед.	0,59	0,52	0,36	0,56
19	Расчлененность	ед.	1,5	3,2	7,9	2,0
20	Начальная пластовая температура	°С	23	23	25	25
21	Начальное пластовое давление	МПа	9,6	10,5	10,5	13,5
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	101,4	79,8	80,7	194,6
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	886	901	900	919
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	901	918	917	938
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,028	1,028	1,030	1,033
26	Содержание серы в нефти	%	4,0	3,5	3,7	3,5
27	Содержание парафина в нефти	%	2,5	3,0	3,3	2,6
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	1,5	2,6	3,1	3,2
29	Газосодержание	м ³ /т	2,7	5,2	7,8	8,6
30	Давление начала конденсации	МПа				
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³				
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с				
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³				
34	Содержание сероводорода	%		0,21	0,063	0,16
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с				
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³				
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.				
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,5	1,5	1,5	1,5
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³				
40	Сжимаемость					
41	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	4,5	5,6	5,5	5,8
42	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,6	4,6	4,6	4,6
43	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	3,0	3,0	3,0	1,4
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,369	0,370	0,410	0,480
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.				
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	0,5	0,82	0,38	1,57
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:					
48		А МПа ² /(тыс.м ³ /сут)				
49		В МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²				

Состояние запасов нефти Егоркинского месторождения

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т												Текущие запасы нефти (без учета добычи 2019), тыс. т						Накоп- ленная добыча на 01.01.2019, тыс.т
	Утвержденные Роснедра *						На государственном балансе на 01.01.2019 г												
	геологические		извлекаемые		КИН доли ед.		геологические		извлекаемые		КИН доли ед.		геологические		извлекаемые		КИН доли ед.		
	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ																			
Каширские С2ks	209	242	56	65	0,268	0,268	346	86	93	23	0,268	0,268	209	242	56	65			
Верейский С2vr	349		92		0,264		553	82	146	21	0,264	0,264	318		61		0,089	31	
Башкирский С2b	914		233		0,255		1009	39	257	10	0,255	0,255	885		204		0,032	29	
Бобриковский С1bb	804		299		0,372		571		212		0,372		630		125		0,216	174	
Всего по ЛУ (ТАТ 10739 НЭ)	2276	242	680	65	0,299	0,269	2479	207	708	54	0,286	0,261	2042	242	446	65	0,103	234	
Месторождение в целом																			
Каширские С2ks	209	242	56	65	0,268	0,268	346	86	93	23	0,268	0,268	209	242	56	65			
Верейский С2vr	349		92		0,264		553	82	146	21	0,264	0,264	318		61		0,089	31	
Башкирский С2b	914		233		0,255		1009	39	257	10	0,255	0,255	885		204		0,032	29	
Бобриковский С1bb	804		299		0,372		571		212		0,372		630		125		0,216	174	
Всего по месторождению	2276	242	680	65	0,299	0,269	2479	207	708	54	0,286	0,261	2042	242	446	65	0,103	234	
Всего по недропользователю (ЗАО «Предприятие Кара-Алтын»)	2276	242	680	65	0,299	0,269	2479	207	708	54	0,286	0,261	2042	242	446	65	0,103	234	

*запасы будут поставлены на госбаланс на 01.01.2020 года (протокол Роснедра № 03-18/695-пр от 07.11.2019)

Таблица 4

Характеристика фонда скважин Егоркинского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты/Продуктивные пласты				В целом по месторождению	
		C ₂ ks	C ₂ vg	C ₂ b	C ₁ bb		
1	2	3	4	5	6	7	
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено				13	13	
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)		4(2)	4			
	Переведены из других категорий						
	Нагнетательные в отработке на нефть						
	Всего		4(2)	4	7	13	
	В том числе:						
	Действующие		4(2)	4	7	13	
	из них фонтанные						
	ЭЦН				1	1	
	ШГН		4(2)	4	6	12	
	газлифт						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	Переведены под закачку						
Переведены на другие объекты (приобщение)				6			
Переведены в другие категории							
В ожидании ликвидации							
Ликвидированные							
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Переведены из добывающих						
	Всего						
	В том числе:						
	Под закачкой						
	в том числе: газа						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	В отработке на нефть						
	Переведены на другие объекты (приобщение)						
	Переведены в другие категории						
	В ожидании ликвидации						
Ликвидированные							
Фонд добывающих газовых скважин	Пробурено						
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)						
	Переведены из других категорий						
	Всего						
	В том числе:						
	Действующие						
	Бездействующие						
	В освоении после бурения						
	В консервации						
	Переведены на другие объекты (приобщение)						
Переведены в другие категории							
В ожидании ликвидации							
Ликвидированные							
Фонд контрольных скважин	Пробурено						
	Переведены из других категорий						
	Всего						
	В том числе:						
Наблюдательные							
Пьезометрические							
Фонд специальных скважин	водозаборные	Пробурено					
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)					
		Переведены из других категорий					
		Всего					
		В том числе:					
		Действующие					
		Бездействующие					
		В освоении после бурения					
	поглощающие	Переведены в другие категории					
		В ожидании ликвидации					
		Ликвидированные					
		Пробурено					
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)					
		Переведены из других категорий					
		Всего					
В том числе:							
Действующие							
Бездействующие							
В освоении после бурения							
Переведены в другие категории							
В ожидании ликвидации							
Ликвидированные							

Таблица 5

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения на Егоркинском месторождении

Применяемые МУН	Суммарная с начала разработки	Годы разработки														Итого за прогнозный период	Всего	
		2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033	2034-2038	2039-2043	2044-2048	2049-2053	2054-2058	2059-2063	2064-2065			
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз			
1 Гидроразрыв пласта																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
2 Бурение горизонтальных скважин																		
а количество пробуренных скважин																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
3 Бурение боковых стволов																		
а количество пробуренных скважин										4	2						6	6
б дополнительная добыча нефти, тыс.т										8,5	14,8	7,5	3,3	1,5	0,2		35,8	35,8
4 Физико-химические методы																		
а количество проведенных операций	4	0	1	1	2	2	8	4	4	5	2						29	33
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	5,7	0,0	0,7	0,5	0,8	0,9	3,2	1,8	1,5	1,5	0,5						11,4	17,1
в дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс.т																		
5 Потокоотклоняющие технологии																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
6 Нестационарное заводнение																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-6)	5,7	0,0	0,7	0,5	0,8	0,9	3,2	1,8	10,0	16,3	8,0	3,3	1,5	0,2	0,0	47,2	52,9	
7 Прочие методы, том числе:																		
7.1 Оптимизация работы насосного оборудования																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
7.2 Водно-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы																		
а количество проведенных операций			0				2	5	3	3	5	4	2	1	1		26	26
б дополнительная добыча нефти, тыс.т			0,0				0,6	1,6	0,8	0,8	1,1	1,0	0,5	0,2	0,2		6,8	6,8
7.3 Перфорационные методы																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
7.4 Выравнивание профиля приемистости																		
а количество проведенных операций																		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т																		
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 7, тыс.т			0			0	2	5	3	3	5	4	2	1	1		26	26
а количество проведенных операций			0,0			0,0	0,6	1,6	0,8	0,8	1,1	1,0	0,5	0,2	0,2		6,8	6,8
б дополнительная добыча нефти, тыс.т			0,0			0,0	0,6	1,6	0,8	0,8	1,1	1,0	0,5	0,2	0,2		6,8	6,8
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-7)	5,7	0,0	0,7	0,5	0,8	0,9	3,8	3,4	10,8	17,1	9,1	4,3	2,0	0,4	0,2	54,0	59,7	

Исходные данные для расчета экономических показателей Егоркинского месторождения

NN п/п	Показатели	Ед. измерения	Значения
1	2	3	4
1	Цена и условия реализации:		
	- нефть на внутреннем рынке (без НДС)		
	- 2019 г.	руб./т	22034,02
	- 2020 г.	руб./т	23375,45
	- 2021 г.	руб./т	24724,45
	- 2022 г.	руб./т	26074,35
	- 2023 г.	руб./т	27415,35
	- 2024 г. и далее	руб./т	28765,16
	- нефть на внешнем рынке	долл./барр.	69,04
	- конденсат на внутреннем рынке	руб./т	
	- природный газ*	руб./1000м3	
	- растворенный газ*	руб./1000м3	
	Доля реализации нефти на внешнем рынке	%	50
2	Налоги и платежи:		
	- НДС	%	
	- налог на добычу нефти, Кд=1	руб./т	10475,7
	- налог на добычу конденсата	руб./т	
	- налог на добычу природного газа	руб./1000м3	
	- экспортная пошлина		
	- 2019 г.	долл./барр.	104,7
	- 2020 г.	долл./барр.	83,8
	- 2021 г.	долл./барр.	62,8
	- 2022 г.	долл./барр.	41,8
	- 2023 г.	долл./барр.	21,0
	- 2024 г. и далее	долл./барр.	0,0
	- налог на прибыль	%	20
	- налог на имущество	%	2,2
	- страховые взносы	%	30
	- страхование от несчастных случаев на производстве	%	0,5
	- прочие налоги	тыс.руб./год	17,27
3	Капитальные вложения:		
	Бурение скважин		
	- добывающая газовая скважина	руб./м	
	- добывающая нефтяная /нагнетательная наклонно-направленная скважина	руб./м	15450
	- добывающая нефтяная горизонтальная скважина	руб./м	17788
	- нагнетательная скважина (газоконденсатный промысел сайклинг-процесс)	руб./м	
	- бурение бокового ствола*	тыс.руб./скв.	
	- бурение бокового горизонтального ствола*	тыс.руб./скв.	27962
	-стоимость ГРП при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб/скв.-опер	
	-стоимость ОПЗ при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб/скв.-опер	
	-стоимость сейсмики и ГИС при вводе скважины в эксплуатацию из бурения	тыс.руб/скв.	
	Промышленное обустройство:		
	газовый промысел		
	- отсыпка и обвязка скважин	тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- УКПП	млн.руб./шт	
	- электроснабжение	тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.	
	газоконденсатный промысел		
	- отсыпка и обвязка скважин	тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- УСК	млн.руб./шт	
	- конденсатосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- метанолопровод	тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.	
	- электроснабжение	тыс.руб./скв.	

	- система закачки газа (включая компрессоры)	млн.руб.	
	- шлейфы для нагнетательных газовых скважин	млн.руб./скв.	
	нефтяной промысел		
	- сбор и транспорт нефти	тыс.руб./скв	324
	- технологическая подготовка нефти	тыс.руб./доб.скв.	18
	- комплексная автоматизация	тыс.руб./скв.доб.	128
	- электроснабжение и связь	тыс.руб./скв.доб.	43
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.доб.	80
	- система ППД	тыс.руб./скв.нагн.	1813
	- прочие затраты	%	
	Природоохранные мероприятия	%	10
4	Эксплуатационные затраты:		
	- добыча углеводородов (обслуживание скважин и электроэнергия)		
	газовый промысел	руб./1000м3	
	газоконденсатный промысел	руб./1000м3 газа	
	газоконденсатный промысел	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т жидкости	34,7
	<i>добывающих скважин</i>	тыс.руб./добыв.скв.	1282,7
	- расходы по искусственному воздействию на пласт (нефтяной промысел)	руб./м3 закачки	25,4
	<i>нагнетательных скважин</i>	тыс.руб./нагнет.скв.	
	- сбор и транспорт нефти и газа		
	газовый промысел	руб./1000м3	
	газоконденсатный промысел	руб./1000м3 газа	
	газоконденсатный промысел	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т жидкости	178
	- затраты на обслуживание конденсатопровода: переменные	руб./т	
	постоянные	тыс.руб./год	
	- затраты на обслуживание нефтепровода: переменные	руб./т	
	постоянные**	тыс.руб./год	
	- стоимость ОПЗ	тыс.руб./скв.-опер.	2200
	- стоимость РИР	тыс.руб./скв.-опер.	2800
	- стоимость ГРП	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость ГРП в горизонтальной скважине	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость СКО	тыс.руб./скв.-опер.	
	- затраты на закачку газа	тыс.руб./нагнет.скв.	
	- потокорегулирующие технологии	тыс.руб./скв.опер.	
	- перфорация	тыс.руб/скв.-опер.	
	- гидродинамические методы	тыс.руб./скв.-опер.	
	- затраты на реликвидацию скважин	тыс.руб/скв.	
	- затраты на перевод добывающих скважин в нагнетательный фонд	тыс.руб./скв.	1100
	- затраты на перевод скважин на другой горизонт	тыс.руб./скв.	2350
	Транспортные расходы-внешний рынок	долл./т	28,95
5	Дополнительные данные:		
	Остаточная стоимость основных фондов		
	газовый промысел	млн.руб.	
	газоконденсатный промысел	млн.руб.	
	нефтяной промысел	млн.руб.	322,5
	Норма амортизационных отчислений		
	газовый промысел		
	- на реновацию скважин	%	
	- на реновацию объектов обустройства	%	
	газоконденсатный промысел		
	- на реновацию скважин	%	
	- на реновацию объектов обустройства	%	
	нефтяной промысел		
	- на реновацию скважин	%	14
	- на реновацию объектов обустройства	%	10
	Удельная численность		
	газовый промысел	чел./добыв.скв.	
	газоконденсатный промысел	чел./добыв.скв.	
	нефтяной промысел	чел./добыв.скв.	0,4
	Среднемесячная заработная плата 1 работающего		
	газовый промысел	тыс.руб./чел.	
	газоконденсатный промысел	тыс.руб./чел.	
	нефтяной промысел	тыс.руб./чел.	61,6
	Затраты на ликвидацию скважин	тыс.руб./скв.	3000
	Норма дисконта	%	15
	Доля реализации нефти на внешнем рынке	%	50
	Курс доллара	руб./долл.	64,31

Таблица 7

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки Егоркинского месторождения

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объекты разработки															Месторождение в целом
			Каширский			Верейский			Башкирский			Бобринковский						
			вар.1	вар.2 (рекоменд.)	вар.3	базовый	вар.1	вар.2 (рекоменд.)	вар.3	базовый	вар.1	вар.2 (рекоменд.)	вар.3	базовый	вар.1	вар.2 (рекоменд.)	вар.3	
1	Система разработки																	
	Вид воздействия																	
	Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.	9,8	6,8	5,9	27,1	7,2	6,8	5,7	31,6	7,9	7,4	6,6	13,5	11,8	8,6	7,9	
	Проектные уровни добычи: нефти	тыс.т	4,6	5,6	7,2	1,2	3,7	4,3	5,6	2,5	7,3	8,7	9,1	6,5	6,5	6,5	6,5	
		млн.м ³																
	растворенного газа	тыс.т	47,0	56,6	62,6	8,0	19,0	29,0	61,0	15,0	41,3	74,6	68,2	40,0	45,9	80,8	53,0	
	жидкости	млн.м ³																
	газа газовых шапок	млн.м ³																
	свободного газа	млн.м ³																
	конденсата	тыс.т																
	Проектные уровни закачки: воды	тыс.м ³					11	11	11		21,9	22,0	22,0					
	закачки газа	млн.м ³																
	Проектный срок разработки	годы	41	36	34	19	33	31	29	42	46	41	38	29	32	29	30	
	Рентабельный период разработки	годы	33	30	27	4	20	19	15	17	36	35	32	18	22	25	25	
	Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс.т	105	121	126	13	57	61	74	44	181	204	213	88	97	125	128	
	Накопленная добыча нефти за рентабельный период	годы	94	114	112	4,5	43,8	47	43	28	167	194	199	73	84	118	120	
	Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т	105	121	126	44	88	92	105	73	210	233	242	262	271	299	302	
	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,232	0,268	0,279	0,125	0,252	0,264	0,301	0,080	0,230	0,255	0,265	0,326	0,337	0,372	0,376	
	КИН за рентабельный период	доли ед.	0,208	0,252	0,248	0,101	0,214	0,222	0,211	0,062	0,214	0,243	0,249	0,307	0,321	0,364	0,366	
	Накопленная закачка с начала разработки: воды	тыс.м ³					156,1	139,7	142,4		613,6	547,9	482,1					
	газа	млн.м ³																
	Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	1009,9	1035,0	1210,1	124,8	346,5	543,7	634,7	356,7	1170,3	1106,5	1054,8	1266,3	1427,7	1449,7	1474,5	
	Средняя обводненность продукции (весовая) к концу разработки	%	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	
	Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%	94,8	95,0	93,5	63,4	79,3	88,6	81,8	79,2	91,8	92,9	90,8	93,8	95,0	95,1	94,2	
	Накопленная добыча свободного газа за проектный период	млн.м ³																
	Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн.м ³																
	Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн.м ³																
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.																
	КИГ за рентабельный период	доли ед.																
	Накопленная добыча газа газовых шапок за проектный период	млн.м ³																
	Накопленная добыча газа газовых шапок за рентабельный период	млн.м ³																
	Накопленная добыча газа газовых шапок с начала разработки	млн.м ³																
	Коэффициент извлечения газа (КИГ)	доли ед.																
	КИГ за рентабельный период	доли ед.																
	Накопленная закачка газа в пласт	млн.м ³																
	Накопленная добыча конденсата за проектный период	тыс.т																
	Накопленная добыча конденсата за рентабельный период	тыс.т																
	Накопленная добыча конденсата с начала разработки	тыс.т																
	Коэффициент извлечения конденсата (КИК)	доли ед.																
	КИК за рентабельный период	доли ед.																
	Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	9	13	15	4	15	16	19	4	13	14	19	7	7	8	7	
	в том числе: добывающих нефтяных	шт.	9	13	15	4	13	14	17	4	11	12	17	7	7	8	7	
	из них горизонтальных	шт.																
	нагнетательных	шт.					2	2	2		2	2	2				2	
	из них горизонтальных	шт.																
	добывающих газовых	шт.																
	из них горизонтальных	шт.																
	контрольные	шт.																
	водозаборные	шт.																
	поглощающие	шт.																
	ликвидированные	шт.																
	Фонд скважин для бурения всего	шт.									2	3	8				3	
	В том числе: добывающих нефтяных	шт.									2	3	8				3	
	из них горизонтальных	шт.																
	нагнетательных	шт.																
	из них горизонтальных	шт.																
	добывающих газовых	шт.																
	из них горизонтальных	шт.																
	контрольные	шт.																
	водозаборные	шт.																
	поглощающие	шт.																
	Бурение бокового ствола	шт.									3	3			1	3	4	
	из них горизонтальных	шт.																

	Фонд скважин, переведенных с другого объекта	шт.	9	13	15						7	7	7						20	
	В том числе: добывающих	шт.	9	13	15						7	7	7						20	
	нагнетательных	шт.																		
	Ввод скважин с технологией ОПЭ, ОПЗ, всего	шт.					11	12	15									1	1	11
	в том числе: добывающих	шт.					9	10	13									1	1	9
	нагнетательных	шт.					2	2	2											2
2	Экономические показатели эффективности вариантов разработки (при различной величине																			
	норма дисконта 10 %																			
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	120,6	188,5	134,5	-4,1	39,1	49,8	37,6	70,0	157,4	201,2	175,7	215,0	218,1	255,2	249,6		579,9	
	в том числе за рентабельный период	млн. руб.	121,8	190,2	138,8	4,3	45,6	56,5	56,3	77,7	159,5	203,2	180,8	220,4	222,7	258,0	253,3		581	
	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%																		
	Индекс доходности затрат	доли ед.	1,3	1,4	1,3	0,8	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.	-	-	-	-	5,1	5,6	4,2	-	5,0	5,0	2,9	-	-	-	-	-	8,7	
	Срок окупаемости	лет																		
	норма дисконта 15 %																			
	Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн. руб.	78,0	130,0	81,8	-0,8	27,3	34,6	29,3	64,5	104,0	124,9	110,0	187,6	188,5	207,3	204,8		397,8	
	в том числе за рентабельный период	млн. руб.	78,2	130,4	83,0	4,2	29,4	36,9	36,7	66,9	104,4	125,3	111,1	189,4	189,9	208,2	205,8		397,9	
	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%																		
	Индекс доходности затрат	доли ед.	1,3	1,4	1,3	0,8	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	
	Индекс доходности инвестиций	доли ед.	-	-	-	-	5,1	5,6	4,2	-	5,0	5,0	2,9	-	-	-	-	-	8,7	
	Срок окупаемости	лет																		
3	Оценочные показатели (при различной величине дисконта)																			
	норма дисконта 10 %																			
	Капитальные вложения на освоение месторождения	млн. руб.	3,8	5,3	4,8	2,9	10,5	11,5	14,7	4,2	43,9	49,4	87,3	6,5	16,2	25,7	30,7		88,4	
	в том числе на бурение скважин	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	16,6	25,4	60,9	-	-	-	-	-	25,4	
	Эксплуатационные затраты	млн. руб.	503,6	731,2	632,7	260,5	509,0	553,6	656,9	463,6	917,9	1022,0	1161,7	1007,7	1037,7	1152,4	1163,7		2993,6	
	Доход государства	млн. руб.	404,0	599,9	493,1	135,7	320,7	353,5	410,2	315,3	678,8	782,9	854,1	757,4	782,3	887,1	893,0		2224,4	
	норма дисконта 15 %																			
	Капитальные вложения на освоение месторождения	млн. руб.	2,1	3,3	2,5	2,4	6,8	7,5	9,4	3,0	26,9	31,3	57,6	4,9	10,9	14,4	16,7		53,9	
	в том числе на бурение скважин	млн. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	12,2	18,6	42,6	-	-	-	-	-	18,6	
	Эксплуатационные затраты	млн. руб.	300,6	471,8	355,2	213,3	348,8	378,0	435,9	351,0	571,9	628,3	708,6	784,8	798,2	853,2	857,3		1969,8	
	Доход государства	млн. руб.	246,7	394,6	282,2	110,9	214,5	236,3	269,7	243,4	420,8	475,3	519,2	602,5	614,2	665,7	667,7		1455,0	
	Интегральный показатель (Top)	доля ед.	2,049	3,000	2,328	0,819	2,634	2,957	2,945	1,230	2,504	2,893	2,887	2,635	2,703	2,993	2,988			

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ

Месторождение Егоркинское
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ
Объект Месторождение в целом
Категория запасов А+В₁+В₂
Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы						
			2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
1	Добыча нефти всего	тыс.т	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.							
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.							
7	в том числе из разведочного бурения	шт.							
8	Перевод скважин из других категорий	шт.							
9	Перевод скважин с других объектов	шт.							
10	Ввод боковых стволов	шт.							
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут							
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни							
13	Средняя глубина новой скважины	м							
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м							
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м							
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м							
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни							
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	3,7	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	3,7	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	3,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,6	-1,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-16,6	-41,8	-15,6	-15,3	-15,0	-14,7	-14,4
24	Мощность новых скважин	тыс.т							
25	Выбытие добывающих скважин	шт.	1	1					
26	в том числе под закачку	шт.							
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	8	7	7	7	7	7	7
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.							
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	8	7	7	7	7	7	7
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.							
31	Фонд механизированных скважин	шт.	8	7	7	7	7	7	7
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.							
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.		2					
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2						
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2						
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	30,2	23,9	23,6	30,0	23,0	22,8	22,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	30,2	23,9	23,6	30,0	23,0	22,8	22,8
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут							
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	1,0	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
40	в том числе переходящих	т/сут	1,0	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	96,7	95,7	96,3	97,5	97,3	97,7	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	96,7	95,7	96,3	97,5	97,3	97,7	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%							
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	92,0	41,5	41,0	52,0	40,0	39,5	39,5
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	92,0	41,5	41,0	52,0	40,0	39,5	39,5
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	92,0	41,5	41,0	52,0	40,0	39,5	39,5
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	3898,6	3940,1	3981,1	4033,1	4073,1	4112,6	4152,1
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	737,6	739,4	740,9	742,2	743,3	744,2	745,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0,293	0,294	0,294	0,295	0,295	0,295	0,296
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	99,0	99,2	99,5	99,6	99,8	99,9	100
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,4	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	29,4	24,2	27,0	31,3	38,7	53,9	100
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6
57	Компенсация отбора текущая	%	23,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	15,4	15,3	15,1	15,0	14,9	14,7	14,6
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³							
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³							
61	Использование растворенного газа	млн.м ³							
62	Использование растворенного газа	%							

Окончание таблицы 8.2

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ

Месторождение Егоркинское
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ
Объект Месторождение в целом
Категория запасов А+В₁
Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы						
			2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065
1	Добыча нефти всего	тыс.т	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.							
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.							
7	в том числе из разведочного бурения	шт.							
8	Перевод скважин из других категорий	шт.							
9	Перевод скважин с других объектов	шт.							
10	Ввод боковых стволов	шт.							
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут							
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни							
13	Средняя глубина новой скважины	м							
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м							
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м							
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м							
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	0	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	2,2	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	2,2	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	1,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,3	-1,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-15,6	-57,5	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0	-10,0
24	Мощность новых скважин	тыс.т							
25	Выбытие добывающих скважин	шт.							
26	в том числе под закачку	шт.							
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	8	7	7	7	7	7	7
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.							
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	8	7	7	7	7	7	7
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.							
31	Фонд механизированных скважин	шт.	8	7	7	7	7	7	7
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.							
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.		2					
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2						
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2						
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	26,3	19,0	22,1	33,2	22,0	22,1	22,1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	26,3	19,0	22,1	33,2	22,0	22,1	22,1
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут							
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4
40	в том числе переходящих	т/сут	0,7	0,6	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	30,0						
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	97,5	96,6	96,9	98,2	97,5	97,8	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	97,5	96,6	96,9	98,2	97,5	97,8	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%							
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	73,0	23,0	23,0	34,5	23,0	23,0	23,0
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	73,0	23,0	23,0	34,5	23,0	23,0	23,0
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	73,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	3464,0	3487,0	3510,0	3544,6	3567,6	3590,6	3613,6
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	676,3	677,1	677,8	678,4	679,0	679,5	680,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0,297	0,297	0,298	0,298	0,298	0,298	0,299
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	99,5	99,6	99,7	99,8	99,9	99,9	100,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	33,4	21,3	24,4	29,1	36,9	52,6	100,0
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6	687,6
57	Компенсация отбора текущая	%	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	17,1	17,0	16,9	16,8	16,7	16,6	16,5
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³							
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³							
61	Использование растворенного газа	млн.м ³							
62	Использование растворенного газа	%							

Окончание таблицы 8.3

**Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа
и объема буровых работ**

Месторождение Егоркинское
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ
Объект Каширский
Категория запасов В₁+В₂
Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы					
			2060	2061	2062	2063	2064	2065
1	Добыча нефти всего	тыс.т	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.						
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.						
7	в том числе из разведочного бурения	шт.						
8	Перевод скважин из других категорий	шт.						
9	Перевод скважин с других объектов	шт.						
10	Ввод боковых стволов	шт.						
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут						
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни						
13	Средняя глубина новой скважины	м						
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м						
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м						
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м						
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	0	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	2,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	2,1	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	1,8	1,5	1,3	1,1	0,9	0,8
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-14,7	-15,6	-15,3	-15,0	-14,7	-14,4
24	Мощность новых скважин	тыс.т						
25	Выбытие добывающих скважин	шт.						
26	в том числе под закачку	шт.						
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	5	5	5	5	5	5
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.						
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	5	5	5	5	5	5
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.						
31	Фонд механизированных скважин	шт.	5	5	5	5	5	5
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.						
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.						
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.						
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	23,9	23,6	23,4	23,0	22,8	22,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	23,9	23,6	23,4	23,0	22,8	22,8
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут						
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
40	в том числе переходящих	т/сут	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут						
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	95,7	96,3	96,8	97,3	97,7	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	95,7	96,3	96,8	97,3	97,7	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%						
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	41,5	41,0	40,5	40,0	39,5	39,5
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	41,5	41,0	40,5	40,0	39,5	39,5
47	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	41,5	41,0	40,5	40,0	39,5	39,5
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	834,5	875,5	916,0	956,0	995	1035
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	115,4	116,9	118,2	119,3	120,2	121,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0,256	0,259	0,262	0,264	0,267	0,268
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	95,4	96,6	97,7	98,6	99,3	100,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,5	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	24,2	27,0	31,3	38,7	53,9	100,0
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³						
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³						
57	Компенсация отбора текущая	%						
58	Компенсация отбора с начала разработки	%						
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³						
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³						
61	Использование растворенного газа	млн.м ³						
62	Использование растворенного газа	%						

Окончание таблицы 8.4

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ

Месторождение Егоркинское
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ
Объект Каширский
Категория запасов В₁
Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы		
			2063	2064	2065
1	Добыча нефти всего	тыс.т	0,6	0,5	0,5
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	0,6	0,5	0,5
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	0,6	0,5	0,5
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.			
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.			
7	в том числе из разведочного бурения	шт.			
8	Перевод скважин из других категорий	шт.			
9	Перевод скважин с других объектов	шт.			
10	Ввод боковых стволов	шт.			
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут			
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни			
13	Средняя глубина новой скважины	м	0	0	0
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м	0,0	0,0	0,0
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м	0,6	0,6	0,5
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м	0,6	0,6	0,5
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	0,6	0,6	0,5
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	0,6	0,6	0,5
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	0,6	0,5	0,5
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-10,0	-10,0	-10,0
24	Мощность новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин	шт.			
26	в том числе под закачку	шт.	0	0	0
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	3	3	3
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.			
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	3	3	3
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.			
31	Фонд механизированных скважин	шт.	3	3	3
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.			
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.			
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.			
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	22,0	22,1	22,1
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	22,0	22,1	22,1
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут			
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	0,6	0,5	0,4
40	в том числе переходящих	т/сут	0,6	0,5	0,4
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут			
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	97,5	97,8	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	97,5	97,8	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%			
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	23,0	23,0	23,0
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	23,0	23,0	23,0
47	в том числе из новых скважин	тыс.т			
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	23,0	23,0	23,0
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	450,4	473,4	496,4
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	55,0	55,5	56,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0,263	0,266	0,268
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	98,2	99,2	100,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,0	0,9	0,8
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	36,9	52,6	100,0
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³			
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³			
57	Компенсация отбора текущая	%			
58	Компенсация отбора с начала разработки	%			
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³			
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³			
61	Использование растворенного газа	млн.м ³			
62	Использование растворенного газа	%			

Окончание таблицы 8.5

**Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа
и объема буровых работ**

Месторождение Егоркинское
Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ
Объект Каширский
Категория запасов В₂
Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы		
			2063	2064	2065
1	Добыча нефти всего	тыс.т	0,5	0,4	0,3
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	0,5	0,4	0,3
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	0,5	0,4	0,3
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.			
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.			
7	в том числе из разведочного бурения	шт.			
8	Перевод скважин из других категорий	шт.			
9	Перевод скважин с других объектов	шт.			
10	Ввод боковых стволов	шт.			
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут			
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни			
13	Средняя глубина новой скважины	м			
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м			
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м			
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м			
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	0,6	0,5	0,4
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	0,6	0,5	0,4
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	0,5	0,4	0,3
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,1	-0,1	-0,1
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-20,0	-20,0	-20,0
24	Мощность новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин	шт.			
26	в том числе под закачку	шт.			
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	2	2	2
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.			
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	2	2	2
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.			
31	Фонд механизированных скважин	шт.	2	2	2
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.			
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.			
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.			
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.			
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	24,4	23,8	23,8
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	24,4	23,8	23,8
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут			
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	0,7	0,6	0,5
40	в том числе переходящих	т/сут	0,7	0,6	0,5
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут			
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	97,0	97,5	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	97,0	97,5	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%			
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	17,0	16,5	16,5
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	17,0	16,5	16,5
47	в том числе из новых скважин	тыс.т			
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	17,0	16,5	16,5
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.с	505,5	522,0	538,5
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	64,3	64,7	65,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доля ед	0,266	0,267	0,3
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	98,9	99,5	100,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	0,8	0,6	0,5
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	41,0	55,5	100,0
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³			
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³			
57	Компенсация отбора текущая	%			
58	Компенсация отбора с начала разработки	%			
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³			
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³			
61	Использование растворенного газа	млн.м ³			
62	Использование растворенного газа	%			

Окончание таблицы 8.7

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объема буровых работ

Месторождение Егоркинское

Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ

Объект Башкирский

Категория запасов В₁

Вариант 2

№ п/п	Показатели	Ед. измер	годы				
			2055	2056	2057	2058	2059
1	Добыча нефти всего	тыс.т	2,3	1,9	1,5	1,2	1,0
2	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	2,3	1,9	1,5	1,2	1,0
3	в том числе из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	2,3	1,9	1,5	1,2	1,0
5	Ввод новых добывающих скважин	шт.					
6	в том числе из эксплуатационного бурения	шт.					
7	в том числе из разведочного бурения	шт.					
8	Перевод скважин из других категорий	шт.					
9	Перевод скважин с других объектов	шт.					
10	Ввод боковых стволов	шт.					
11	Средний дебит новой скважины по нефти	т/сут					
12	Среднее число дней работы новой скважины	дни					
13	Средняя глубина новой скважины	м					
14	Эксплуатационное бурение, всего	тыс.м					
15	в том числе добывающие скважины	тыс.м					
16	в том числе вспомогательные и специальные скважины	тыс.м					
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году	дни	0	0	0	0	0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года	тыс.т	2,8	2,3	1,9	1,5	1,2
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	2,8	2,3	1,9	1,5	1,2
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года	тыс.т	2,28	1,87	1,53	1,23	0,98
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин	тыс.т	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин	%	-17,2	-18,0	-18,0	-20,0	-20,0
24	Мощность новых скважин	тыс.т					
25	Выбытие добывающих скважин	шт.		1	1	1	
26	в том числе под закачку	шт.	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	9	8	7	6	6
28	в том числе нагнетательных в отработке на нефть	шт.					
29	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин на конец года	шт.	9	8	7	6	6
30	Перевод скважин на механизированную добычу	шт.					
31	Фонд механизированных скважин	шт.	9	8	7	6	6
32	Ввод нагнетательных скважин	шт.					
33	Выбытие нагнетательных скважин	шт.					
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2	2	2	2	2
35	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2	2	2	2	2
36	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	15,0	16,2	18,6	21,8	24,0
37	Средний дебит переходящих скважин по жидкости	т/сут	15,0	16,2	18,6	21,8	24,0
38	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут					
39	Средний дебит действующих скважин по нефти	т/сут	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
40	в том числе переходящих	т/сут	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5
41	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м ³ /сут	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
42	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	95,1	96,1	96,8	97,5	98,0
43	Средняя обводненность продукции переходящих скважин	%	95,1	96,1	96,8	97,5	98,0
44	Средняя обводненность продукции новых скважин	%					
45	Добыча жидкости всего	тыс.т	46,9	47,7	48,5	49,3	50,0
46	в том числе из переходящих скважин	тыс.т	46,9	47,7	48,5	49,3	50,0
47	в том числе из новых скважин	тыс.т					
48	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	46,9	47,7	48,5	49,3	50,0
49	Добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	911,1	958,8	1007,3	1056,5	1106,5
50	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т	227,4	229,3	230,8	232,0	233,0
51	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли.ед	0,249	0,251	0,253	0,254	0,255
52	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	97,6	98,4	99,1	99,6	100,0
53	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
54	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов	%	28,9	33,3	41,0	55,6	100
55	Закачка рабочего агента	тыс.м ³	21,9	21,9	21,9	22,0	21,9
56	Закачка рабочего агента с начала разработки	тыс.м ³	460,2	482,1	504,0	526,0	547,9
57	Компенсация отбора текущая	%	44,3	44,2	44,1	44,0	43,8
58	Компенсация отбора с начала разработки	%	36,1	36,4	36,7	37,0	37,2
59	Добыча растворенного газа	млн.м ³					
60	Добыча растворенного газа с начала разработки	млн.м ³					
61	Использование растворенного газа	млн.м ³					
62	Использование растворенного газа	%					

Таблица 8.9

**Обоснование прогноза добычи воды для
технологических нужд**

Месторождение Егоркинское

Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ

Объект серпуховский

№ п/п	Показатели	ГОДЫ							
		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
1	Добыча воды, всего, тыс. м ³	8,2	24,7	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
2	Суточная добыча воды, всего, тыс.м ³	0,03	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
3	Ввод водозаборных скважин, скв	1							
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв	1	1	1	1	1	1	1	1

**Обоснование прогноза добычи воды для
технологических нужд**

Месторождение Егоркинское

Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ

Объект серпуховский

№ п/п	Показатели	ГОДЫ							
		2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049
1	Добыча воды, всего, тыс. м3	32,9	32,9	32,9	30,1	27,4	27,4	27,4	27,4
2	Суточная добыча воды, всего, тыс.м3	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
3	Ввод водозаборных скважин, скв								
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв	1	1	1	1	1	1	1	1

**Обоснование прогноза добычи воды для
технологических нужд**

Месторождение Егоркинское

Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ

Объект серпуховский

№ п/п	Показатели	ГОДЫ							
		2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
1	Добыча воды, всего, тыс. м3	22	21,9	21,9	21,9	22	21,9	21,9	21,9
2	Суточная добыча воды, всего, тыс.м3	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
3	Ввод водозаборных скважин, скв								
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв	1	1	1	1	1	1	1	1

Окончание таблицы 8.9

**Обоснование прогноза добычи воды для
технологических нужд**

Месторождение Егоркинское

Лицензионный участок ТАТ 10739 НЭ

Объект серпуховский

№ п/п	Показатели	ГОДЫ	
		2058	2059
1	Добыча воды, всего, тыс. м ³	22	21,9
2	Суточная добыча воды, всего, тыс.м ³	0,08	0,08
3	Ввод водозаборных скважин, скв		
4	Фонд водозаборных скважин на конец года, скв	1	1

Программа исследовательских работ и доразведки Егоркинского месторождения (нефть)

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и доразведки месторождения)										
1.1.	Сейсморазведочные работы										
1.1.1.	2Д	пог. км									
1.1.2.	3Д	км ²									
1.1.3.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог. км									
1.1.4.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км ²									
1.2.	Бурение всего, в том числе	скв.									
1.2.1.	разведочных скважин	шт.									
1.2.2.	оценочных скважин	шт.									
1.2.3.	эксплуатационных скважин	шт.									
1.3.	Углубление скважин	шт.									
1.4.	Переиспытание разведочных скважин	шт.									
1.5.	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований									
1.6.	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований									
1.7.	Перевод запасов УВ из категории С ₂ в С ₁										
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну										
2.1.	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах.	пог. м									
2.2.	Отбор керна в эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов.	пог. м									
2.3.	Исследования керна:										
2.3.1.	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений									
2.3.2.	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений									
2.3.3.	Определение остаточной водонасыщенности	определений									
2.3.4.	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений									
2.3.5.	Определение удельного электрического сопротивления	определений									
2.3.6.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов									
2.3.7.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов									
2.3.8.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов									
2.3.9.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений									
2.3.10.	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений									
3	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов										
3.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам - состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб									
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб	1 раз в квартал	3	3	3	3	3	15	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
3.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб									
3.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб	1 раз в квартал	3	3	3	3	3	15	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
3.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб									

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Периодичность	Планируемые объемы работ по годам					Планируемый объем (5 лет)	Исполнители	Примечание
				2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.			
				Проект	Проект	Проект	Проект	Проект			
4	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват										
4.1.	Метод восстановления давления (КВД)	%									
4.2	Метод восстановления уровня (КВУ)	%		20	20	20	20	20	100	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
4.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%									
4.4.	Определение коэффициентов приемистости и гидропроводность в нагнетательных скважинах (ИК)	%									
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват										
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%									
5.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%									
5.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%									
5.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%	2 раза в год	100	100	100	100	100	100	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
5.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%									
5.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%									
5.7.	Определение забойного давления (динамический уровень)	%	1 раз в квартал	100	100	100	100	100	100	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
5.8.	Определение температуры пласта	%									
6	Определение технологических параметров работы скважин (охват)										
6.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%	ежемесячно	100	100	100	100	100	100	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
6.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%	ежемесячно	100	100	100	100	100	100	ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
6.3.	Промысловые определения газового фактора										
6.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%									
7	Определение работы продуктивного пласта (охват)										
7.1.	Определение профиля притока и источника обводнения (комплекс ГИС)	%	профилактически							ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
7.2.	Определение профиля приемистости (комплекс ГИС)	%									
7.3.	Определение технического состояния затрубного пространства и эксплуатационной колонны	%	профилактически							ЗАО "Предприятие Кара Алтын"	
7.4.	Контроль работающих интервалов перфорации	исследований									
8	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК										
8.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований									
9	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК										
9.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований									
10	Определение гидродинамической связи по пласту										
10.1.	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований									
10.2.	Направление фильтрационных потоков пьезопроводность пласта (гидропрослушивание)	исследований									
11	Специальные исследования										
11.1.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований									

Выполнение программы исследовательских работ и разведки Егоркинского месторождения (нефть)

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Объем работ всего (за 5 лет)		Объемы работ по годам										Исполнители	Примечание	
					2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.				
					Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт			
1	Уточнение геологического строения (при проведении разведочных работ и разведки месторождения)																
1.1.	Сейсморазведочные работы																
1.1.1.	2Д	пог.км															
1.1.2.	3Д	км ²															
1.1.3.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 2Д	пог.км	34,75	34,75											34,75		
1.1.4.	Переинтерпретация сейсморазведочных работ 3Д	км ²															
1.2.	Бурение всего, в том числе	скв.															
1.2.1.	разведочных скважин	шт.															
1.2.2.	оценочных скважин	шт.															
1.2.3.	эксплуатационных скважин	шт.															
1.3.	Углубление скважин	шт.															
1.4.	Переиспытание разведочных скважин	шт.															
1.5.	Проведение расширенного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований															
1.6.	Проведение стандартного комплекса ГИС при бурении скважин	исследований															
1.7.	Перевод запасов УВ из категории С ₂ в С ₁																
2	Изучение фильтрационно-емкостных и литолого-петрофизических свойств продуктивных пластов по керну																
2.1.	Отбор керна из продуктивных пластов в разведочных скважинах.	пог.м															
2.2.	Отбор керна в эксплуатационных скважинах в интервале продуктивных пластов.	пог.м															
2.3.	Исследования керна:																
2.3.1.	Определение общей и открытой (эффективной) пористости	определений															
2.3.2.	Определение абсолютной и эффективной проницаемости	определений															
2.3.3.	Определение остаточной водонасыщенности	определений															
2.3.4.	Определение объемной и минералогической плотности образцов керна	определений															
2.3.5.	Определение удельного электрического сопротивления	определений															
2.3.6.	Определение остаточной нефтенасыщенности на различных режимах вытеснения нефти рабочим агентом	опытов															
2.3.7.	Определение коэффициента вытеснения разными рабочими агентами	опытов															
2.3.8.	Определение фазовых проницаемостей коллекторов по нефти, газу и воде	опытов															
2.3.9.	Капиллярметрические исследования для построения петрофизических зависимостей	определений															
2.3.10.	Определение прочностных характеристик пород, модуль Юнга, коэффициент Пуассона	определений															
3	Определение физико-химических свойств и состава пластовых флюидов																
3.1.	Лабораторные определения по глубинным пробам - состава газонасыщенной пластовой нефти в условиях пласта, при однократном и дифференциальном разгазировании	проб															
3.2.	Лабораторные определения по поверхностным пробам состава разгазированной нефти	проб	51	51	9	9	15	15	9	9	9	9	9	9	9		ЗАО "Предприятие Кара Алтын"
3.3.	Лабораторные определения физико-химических свойств растворенного газа	проб	51	51	9	9	15	15	9	9	9	9	9	9	9		ЗАО "Предприятие Кара Алтын"
3.4.	Определение минерализации пластовой воды в добывающих скважинах	проб	260	260	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52		ЗАО "Предприятие Кара Алтын"
3.5.	Определение физико-химических свойств закачиваемой воды (КВЧ)	проб															

№ п/п	Цель проводимых работ / Виды работ	Единицы измерения	Объем работ всего (за 5 лет)		Объемы работ по годам										Исполнители	Примечание
					2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.			
					Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт		
4	Определение гидродинамических параметров пласта (продуктивность, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) охват															
4.1.	Метод восстановления давления (КВД)	%														
4.2	Метод падения уровня (КВУ)	%														
4.3.	Метод установившихся отборов (закачек)	%														
4.4.	Определение коэффициентов приемистости и гидропроводность в нагнетательных скважинах (ИК)	%														
5	Контроль энергетического состояния залежей (прямые замеры и методом пересчета) охват															
5.1.	Глубинные замеры пластовых давлений в нефтяных скважинах	%														
5.2.	Глубинные замеры пластовых давлений в нагнетательных скважинах	%														
5.3.	Глубинные замеры пластовых давлений в пьезометрических скважинах	%														
5.4.	Определение пластового давления (статический уровень) в добывающих скважинах	%	100	100	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5.5.	Определение пластового давления (статический уровень) в нагнетательных скважинах	%														
5.6.	Определение пластового давления (статический уровень) в пьезометрических скважинах	%														
5.7.	Определение забойного давления (динамический уровень)	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
5.8.	Определение температуры пласта	%	100	100	50	55	50	55	50	50	50	50	50	50	53	53
6	Определение технологических параметров работы скважин (охват)															
6.1.	Определение дебита жидкости по скважинам	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
6.2.	Определение обводненности продукции по скважинам	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
6.3.	Промысловые определения газового фактора	%				1										
6.4.	Определение приемистости по нагнетательным скважинам	%														
7	Определение работы продуктивного пласта (охват)															
7.1.	Определение профиля притока и источника обводнения (комплекс ГИС)	%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
7.2.	Определение профиля приемистости (комплекс ГИС)	%														
7.3.	Определение технического состояния затрубного пространства и эксплуатационной колонны	%														
7.4.	Контроль работающих интервалов перфорации	исследований														
8	Количественная оценка текущей нефтенасыщенности пласта, определение положения ВНК															
8.1.	Определение нефтенасыщенной толщины, коэффициента нефтенасыщенности в наблюдательных и действующих скважинах	исследований	16	18	3	8	3	4	4	5	2		4	1		4
9	Контроль за изменением газонасыщенности и определения положения ГНК															
9.1.	Определение текущей газонасыщенной толщины	исследований														
10	Определение гидродинамической связи по пласту															
10.1.	Определение направления и скорости фильтрационных потоков (трассерные и индикаторные исследования)	исследований														
10.2.	Направление фильтрационных потоков пьезопроводность пласта (гидропрослушивание)	исследований														
11	Специальные исследования															
11.1.	Определение выноса механических примесей и жидкости на различных режимах работы скважины	исследований														

**Министерство энергетики
Российской Федерации**
(МИНЭНЕРГО РОССИИ)

**Департамент
добычи и транспортировки
нефти и газа**

ул. Щепкина, д. 42, стр. 1, стр. 2,
г. Москва, ГСП-6, 107996

Тел.: (495) 631-88-61, факс (495) 631-98-62

11.10.2019 № **05-3521**

На № _____ от _____

Роснедра

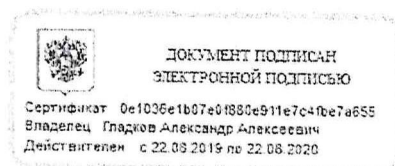
О рассмотрении проектной
документации

В соответствии с п.19 постановления Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 г. № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании, утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» Департамент добычи и транспортировки нефти и газа Минэнерго России рассмотрел представленный Роснедрами проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Егоркинского нефтяного месторождения» пользователь недр ЗАО «Предприятие Кара Алтын» и сообщает.

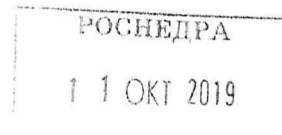
К расчетным уровням добычи нефти на прогнозный период замечания отсутствуют. В соответствии с проектным документом добыча ПНГ на месторождении отсутствует.

Проектный документ **согласовывается** в авторском варианте.

Директор



А.А. Гладков



Галиев Ренат Маратович
631-97-83



№ 22506/28
от 11.10.2019

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ПРЕДПРИЯТИЕ КАРА АЛТЫН»
(ЗАО «Предприятие Кара Алтын»)

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЦНИП-МНК»
(ЗАО «ЦНИП – МНК»)

Экз. №

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор
ЗАО «ЦНИП-МНК»



Файзуллин И. Н.

2019 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора –
Главный геолог
ЗАО «Предприятие Кара Алтын»



Хайрtdинов Р. К.

2019 г.

Отв. исполнитель: Ахметов А. Р.

ДОПОЛНЕНИЕ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ РАЗРАБОТКИ ЕГОРКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лицензия ТАТ 10739 НЭ от 30.12.1998 г.

Договор № 11/18-п от 01.10.2018 г.

Книга 1.
Текст.

Заказчик:

Зам. генерального директора-
Главный геолог
ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Р. К. Хайрtdинов

Исполнитель:

Генеральный директор
ЗАО «ЦНИП-МНК»
канд. геол.- мин. наук

И. Н. Файзуллин

Альметьевск, 2019 г.

НУРЛАТСКИЙ МУНИЦИПАЛЬНЫЙ РАЙОН
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН



**ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ПЛАН
ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА**

кадастровый №16:32:080704:7

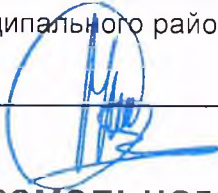
«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении»

Заказчик: ООО «Проект МНК»

2021 г.

«СОГЛАСОВАНО»

Начальник отдела архитектуры
Исполнительного комитета Нурлатского
муниципального района


М.М.Гареев

Градостроительный план земельного участка
кадастровый №16:32:080704:7
«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении»

№

Р Ф - 1 6 - 4 - 3 2 - 1 - 0 1 - 2 0 2 1 - 3 8 6 6

Градостроительный план земельного участка подготовлен на основании
Заявления от ООО «Проект МНК»

(реквизиты заявления правообладателя земельного участка, иного лица в случае, предусмотренном частью 1.1 статьи 57.3 Градостроительного кодекса Российской Федерации, с указанием ф.и.о. заявителя – физического лица, либо реквизиты заявления и наименование заявителя – юридического лица о выдаче градостроительного плана земельного участка)

Местонахождение земельного участка:

Республика Татарстан

(субъект Российской Федерации)

Нурлатский муниципальный район

(муниципальный район или городской округ)

х-во АФ "Надежда"

(поселение)

Описание границ земельного участка :

Кадастровый номер земельного участка 16:32:080704:7		
Площадь земельного участка 4696 м ²		
Обозначение характерных точек границ	Координаты, м	
	X	Y
1	332515.14	2217844.54
2	332527.63	2217840.50
3	332533.07	2217824.06
4	332593.41	2217807.12
5	332593.64	2217766.25
6	332506.30	2217764.82

Кадастровый номер земельного участка (при наличии) или в случае, предусмотренном частью 1.1 статьи 57.3 Градостроительного кодекса Российской Федерации, условный номер образуемого земельного участка на основании утвержденных проекта межевания территории и (или) схемы расположения земельного участка или земельных участков на кадастровом плане территории

16:32:080704:7

Площадь земельного участка

4696 м²

Информация о расположенных в границах земельного участка объектах капитального строительства отсутствуют

Информация о границах зоны планируемого размещения объекта капитального строительства в соответствии с утвержденным проектом планировки территории (при наличии) _____

Обозначение (номер) характерной точки	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости	
	X	Y

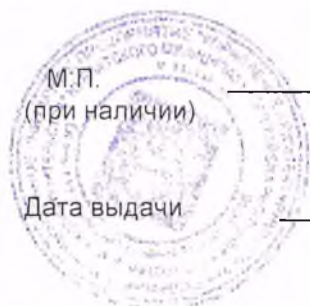
Реквизиты проекта планировки территории и (или) проекта межевания территории в случае, если земельный участок расположен в границах территории, в отношении которой утверждены проект планировки территории и (или) проект межевания территории

ППТ и ПМТ не разрабатывались

(указывается в случае, если земельный участок расположен в границах территории, в отношении которой утверждены проект планировки территории и (или) проект межевания территории)


Градостроительный план подготовлен: **Ю.И.Юсуповой**, директором Муниципального Унитарного Предприятия "Управление архитектурного планирования и градостроительства" Нурлатского муниципального района _____

(ф.и.о., должность уполномоченного лица, наименование органа)



М.П.
(при наличии)

Дата выдачи

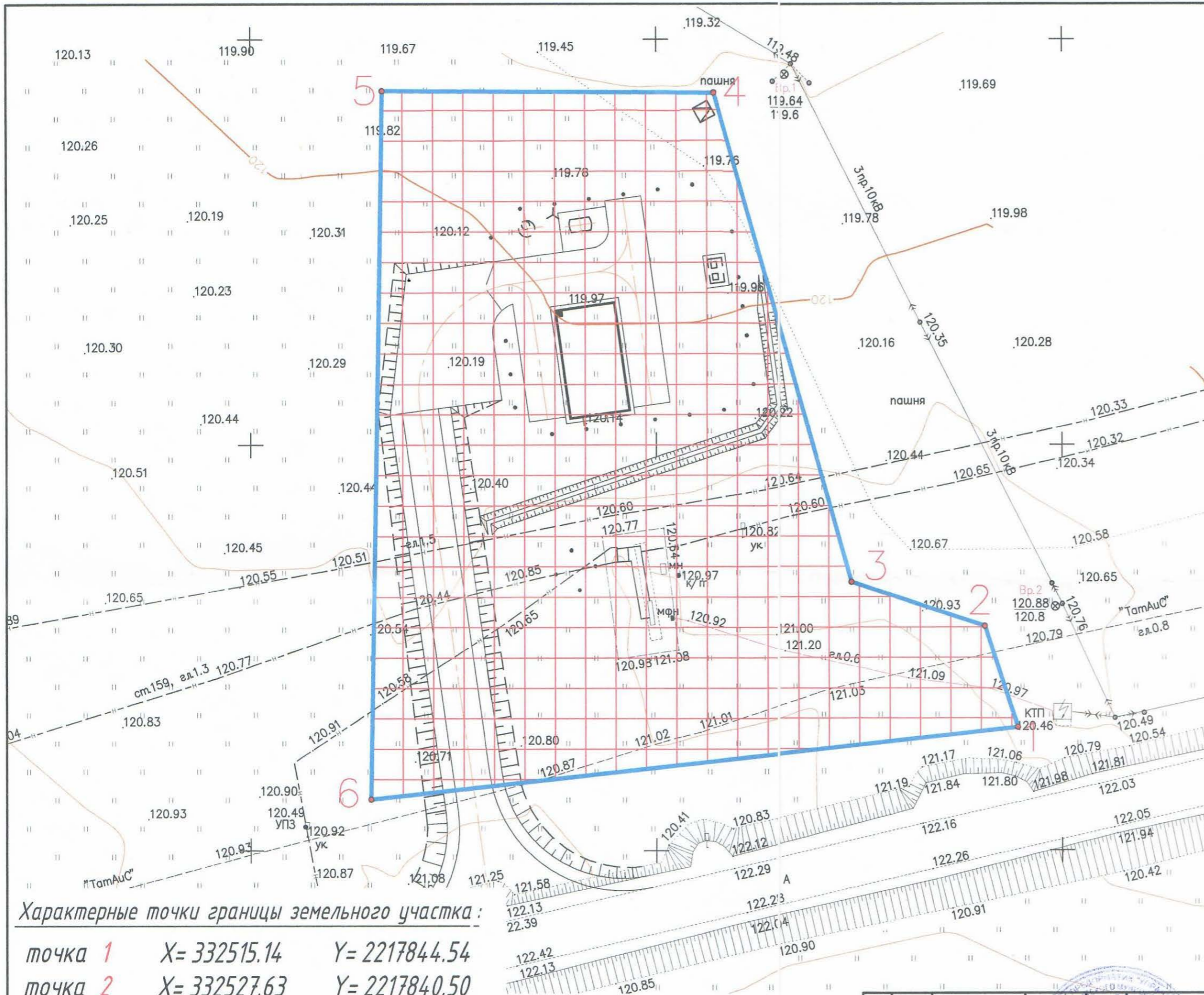


(подпись)

/Ю.И.Юсупова/
(расшифровка подписи)



(ДД.ММ.ГГГГ)



Условные обозначения:

- Границы земельного участка
- Место допустимого размещения строения
- 1 — Характерные точки (номер) границ земельного участка

Характерные точки границы земельного участка:

точка 1	X= 332515.14	Y= 2217844.54
точка 2	X= 332527.63	Y= 2217840.50
точка 3	X= 332533.07	Y= 2217824.06
точка 4	X= 332593.41	Y= 2217807.12
точка 5	X= 332593.64	Y= 2217766.25
точка 6	X= 3332506.30	Y= 2217764.82

Заказчик: АО "Татнефтеотдача"

Изм.	Кол.	Проверил	Подпись	Дата
Разраб.		Юсупова Ю.И.		01.11.21г.
Проверил		Юсупова Ю.И.		01.11.21г.

Чертеж градостроительного плана земельного участка на объект: "Строительство НПМ-1 на нефтяном месторождении".

Лист	Листов	Масштаб
3	9	1:500

МУП "Управление архитектурного планирования и градостроительства" Нурлатского муниципального района

1. Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка

Приложение 1

Чертеж градостроительного плана земельного участка разработан на топографической основе в масштабе 1: 1000 выполненной выполненной ООО «Нефтегазизыскания»

(дата, наименование организации, подготовившей топографическую основу)

Чертеж градостроительного плана земельного участка разработан

МУП "Управление архитектурного планирования и градостроительства" Нурлатского муниципального района, 2021г.

(дата, наименование организации)

2. Информация о градостроительном регламенте либо требованиях к назначению, параметрам и размещению объекта капитального строительства на земельном участке, на который действие градостроительного регламента не распространяется или для которого градостроительный регламент не устанавливается: Градостроительный регламент не распространяется

ДПИ - Земельные участки, предоставленные для добычи полезных ископаемых

Согласно части 4 Статьи 36 Градостроительного кодекса Российской Федерации действие градостроительных регламентов не распространяется на земельные участки в границах территорий, предназначенных для добычи полезных ископаемых.

Правила землепользования и застройки Егоркинского сельского поселения Нурлатского муниципального района, утверждены Решением Совета Егоркинского СП №81 от 06.02.2014 г.

2.1. Реквизиты акта органа государственной власти субъекта Российской Федерации, органа местного самоуправления, содержащего градостроительный регламент либо реквизиты акта федерального органа государственной власти, органа государственной власти субъекта Российской Федерации, органа местного самоуправления, иной организации, определяющего в соответствии с федеральными законами порядок использования земельного участка, на который действие градостроительного регламента не распространяется или для которого градостроительный регламент не устанавливается:

в соответствии с Законом Российской Федерации от 21.02.1992 N 2395-1 "О недрах"

2.2. Информация о видах разрешенного использования земельного участка **основные виды разрешенного использования земельного участка:**

Для размещения промышленных объектов

условно разрешенные виды использования земельного участка:

Градостроительный регламент не распространяются

вспомогательные виды разрешенного использования земельного участка:

Градостроительный регламент не распространяются

2.3. Предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельного участка и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объекта капитального строительства, установленные градостроительным регламентом для территориальной зоны, в которой расположен земельный участок:

Предельные (минимальные и (или) максимальные) размеры земельных участков, в том числе их площадь	Минимальные отступы от границ земельного участка в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за	Предельное количество этажей и (или) предельная высота зданий, строений, сооружений	Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади	Требования к архитектурным решениям объектов капитального строительства, расположенным в границах территории исторического поселения	Иные показатели
--	---	---	--	--	-----------------

			пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений		земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка	федерального или регионального значения	
1	2	3	4	5	6	7	8
Длина, м	Ширина, м	Площадь, м ² или га					
Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	-

2.4. Требования к назначению, параметрам и размещению объекта капитального строительства на земельном участке, на который действие градостроительного регламента не распространяется или для которого градостроительный регламент не устанавливается (за исключением случая, предусмотренного пунктом 7.1 части 3 статьи 57.3 Градостроительного кодекса Российской Федерации):

Причины отнесения земельного участка к виду земельного участка, на который действие градостроительного регламента не распространяется или для которого градостроительный регламент не устанавливается	Реквизиты акта, регулирующего использование земельного участка	Требования к использованию земельного участка	Требования к параметрам объекта капитального строительства			Требования к размещению объектов капитального строительства	Иные требования к размещению объектов капитального строительства
			Предельное количество этажей и (или) предельная высота зданий, строений, сооружений	Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка	Иные требования к параметрам объекта капитального строительства		
1	2	3	4	5	6	7	8
Предоставлен для добычи полезных ископаемых	Лицензия на пользование недрами (ст. 11 Закона РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах»)	Согласно проекта «Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении»	не устанавливаются	не устанавливаются	не устанавливаются	не устанавливаются	

2.5. Предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции объекта капитального строительства, установленные положением об особо охраняемых природных территориях, в случае выдачи градостроительного плана земельного участка в отношении земельного участка, расположенного в границах особо охраняемой природной территории: Земельный участок не расположен в границах особо охраняемой природной территории

Причины отнесения земельного участка к виду земельного участка для которого градостроительный регламент не устанавливается	Реквизиты Положения об особо охраняемой природной территории	Реквизиты утвержденной документации по планировке территории	Зонирование особо охраняемой природной территории (да/нет)							
			Функциональная зона	Виды разрешенного использования земельного участка		Требования к параметрам объекта капитального строительства			Требования к размещению объектов капитального строительства	
				Основные виды разрешенного использования	Вспомогательные виды разрешенного использования	Предельное количество этажей и (или) предельная высота зданий, строений, сооружений	Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка	Иные требования к параметрам объекта капитального строительства	Минимальные отступы от границ земельного участка в целях определения мест допустимого размещения зданий, строений, сооружений, за пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений	Иные требования к размещению объектов капитального строительства
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Функциональная зона	Тоже	Тоже	Тоже	Тоже	Тоже	Тоже	Тоже
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

3. Информация о расположенных в границах земельного участка объектах капитального строительства и объектах культурного наследия

3.1. Объекты капитального строительства

«Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении»

3.2. Объекты, включенные в единый государственный реестр объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации Отсутствуют

№ _____,

(согласно чертежу(ам)
градостроительного плана)

(назначение объекта культурного наследия, общая площадь, площадь застройки)

(наименование органа государственной власти, принявшего решение о включении выявленного объекта культурного наследия в реестр, реквизиты этого решения)

регистрационный номер в реестре _____

от _____

(дата)

4. Информация о расчетных показателях минимально допустимого уровня обеспеченности территории объектами коммунальной, транспортной, социальной инфраструктур и расчетных показателях максимально допустимого уровня территориальной доступности указанных объектов для населения в случае, если

земельный участок расположен в границах территории, в отношении которой предусматривается осуществление деятельности по комплексному и устойчивому развитию территории:

участок не расположен в границах территории, в отношении которой предусматривается осуществление деятельности по комплексному и устойчивому развитию территории

5. Информация об ограничениях использования земельного участка, в том числе если земельный участок полностью или частично расположен в границах зон с особыми условиями использования территорий:

6. Информация о границах зон с особыми условиями использования территорий, если земельный участок полностью или частично расположен в границах таких зон:

Данный земельный участок попадает в санитарно защитные зоны

1. Санитарно-защитные зоны производственных и иных объектов.

Для земельных участков и иных объектов недвижимости, расположенных в санитарно-защитных зонах производственных и транспортных предприятий, иных объектов устанавливаются в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарнозащитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»:

- 1) виды запрещенного использования;
- 2) условно разрешенные виды использования.

Виды запрещенного использования земельных участков и иных объектов недвижимости, расположенных в границах санитарно-защитных зон производственно-коммунальных объектов:

- жилая застройка, включая отдельные жилые дома;
- ландшафтно-рекреационные зоны, зоны отдыха, территории курортов, санаториев и домов отдыха;
- территории садоводческих товариществ и коттеджной застройки, коллективных или индивидуальных дачных и садово-огородных участков, а также других территорий с нормируемыми показателями качества среды обитания;
- спортивные сооружения, детские площадки, образовательные и детские учреждения, лечебно-профилактические и оздоровительные учреждения общего пользования;
- объекты по производству лекарственных веществ, лекарственных средств и (или) лекарственных форм, склады сырья и полупродуктов для фармацевтических предприятий;
- объекты пищевых отраслей промышленности, оптовые склады продовольственного сырья и пищевых продуктов, комплексы водопроводных сооружений для подготовки и хранения питьевой воды.

Виды условно разрешенного использования земельных участков и иных объектов недвижимости, расположенных в границах санитарно-защитных зон производственно-коммунальных объектов:

- нежилые помещения для дежурного аварийного персонала, помещения для пребывания работающих по вахтовому методу (не более двух недель), здания управления, конструкторские бюро, здания административного назначения, научно-исследовательские лаборатории, поликлиники, спортивнооздоровительные сооружения закрытого типа, бани, прачечные, объекты торговли и общественного питания, мотели, гостиницы, гаражи, площадки и сооружения для хранения общественного и индивидуального транспорта, пожарные депо, местные и транзитные коммуникации, ЛЭП, электроподстанции, нефте- и газопроводы, артезианские скважины для технического водоснабжения, водоохлаждающие сооружения для подготовки технической воды, канализационные насосные станции, сооружения оборотного водоснабжения, автозаправочные станции, станции технического обслуживания автомобилей.

7. Информация о границах зон действия публичных сервитутов:

не установлены

8. Номер и (или) наименование элемента планировочной структуры, в границах которого расположен земельный участок:

не определен

9. Информация о технических условиях подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, определенных с учетом программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры поселения, городского округа: не представлено

10. Реквизиты нормативных правовых актов субъекта Российской Федерации, муниципальных правовых актов, устанавливающих требования к благоустройству территории: не требуется

11. Информация о красных линиях: Не устанавливаются

Исполнитель:

Директор МУП «Управление
архитектурного планирования
и градостроительства» Нурлатского
муниципального района

Ю.И. Юсупова

« 01 » 11 2024 г.

