



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

Свидетельство № П-124-064.3 от 17 июля 2015 г.

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

Д050210150000-3-ПЗ

Том 1

Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	13-22		09.22
2	24-22		10.22

Взам. инв. №	
Подп. и дата	



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

Свидетельство № П-124-064.3 от 17 июля 2015 г.

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

Д050210150000-3-ПЗ

Том 1

Главный инженер

В.А. Клиников

Генеральный директор

И.В. Вьюницкий



Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Содержание

1	Основание для разработки проектной документации.....	2
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	2
3	Идентификационные признаки объекта	2
4	Характеристика трассы линейного объекта.....	4
4.1	Краткая характеристика природно-климатических и гидрогеологических условий строительства линейного объекта	4
4.2	Геологическое строение и свойства грунтов по трассе линейного объекта	6
4.3	Гидрогеологические условия в основании линейного объекта	9
4.4	Геологические и инженерно-геологические процессы в основании линейного объекта	9
5	Обоснование выбранного варианта размещения трассы.....	10
6	Сведения о линейном объекте	10
7	Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта	11
8	Комплексное использование сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства.....	13
9	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование	13
10	Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства.....	14
11	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков	14
12	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	15
13	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий.....	15
14	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений.....	15
15	Обоснование возможности осуществления строительства объекта по этапам строительства.....	15
16	Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надёжность линейного объекта и последовательность его строительства	15
17	Перечень нормативной документации	19

Подп. и дата	Взам. инв. №	Д050210150000-3-ПЗ-С								
		Изм.	Код.	Лист	№	Подп.	Дата	Содержание тома	Стадия	Лист
Разраб.		Разиньков			10.21	П			1	
Н. контр.		Артемяева			10.21					
ГИП		Клиников			10.21					
							ООО «Трансэнергострой»			

1 Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации является план капвложений АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова на 2015-2016 год.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

- Исходными данными для разработки проектной документации являются:
- договор на выполнение проектных и изыскательских работ;
 - задание на проектирование объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»;
 - технические условия Заказчика для выполнения проектных работ;
 - материалы комплексных инженерных изысканий, выполненных ОАО «Трансэнергострой» в 2019г.
 - градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства № RU 18-4-11-8-01-2020-0981.
 - градостроительный план земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства № RU 18-4-11-8-01-2020-0982

3 Идентификационные признаки объекта

а) назначение:
Таблица 1 – Назначение объекта

Наименование здания/сооружения	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 (СНС 2008). «Общероссийский классификатор основных фондов»)	
	Код	Наименование
Установки очистки воды: БОВ, ТВО-4а	220.41.20.20.345	Установка нефтепромысловая
Кустовая насосная станция БКНС-4а	210.00.11.10.710	Здание насосных станций
Нефтеесборные сети	220.41.20.20.342	Сеть нефтегазосборная
Водоводы системы ППД	220.42.21.12.110	трубопровод местный для воды (водопровод)
Подъездные автомобильные дороги	220.42.11.10.152	Дорога внутрихозяйственная
Сети радиосвязи	220.41.20.20.620	Сооружения связи
Линии электропередач 6кВ	220.42.22.12.111	Линия электропередач воздушная
Подстанции: ПС 35/6кВ «Биектау»	210.00.11.10.730	Здания трансформаторных подстанций

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

Взам. инв. №
Подп. и дата

1) 220.41.20.20.340 Сооружения нефтегазодобывающих предприятий.

2) 220.42.99.11.140 Сооружения для обустройства добычи нефти и газа

в) возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:

1) Согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», участок работ относится к климатическому району подрайону IV.

2) Согласно СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия», по весу снегового покрова – V район; по давлению ветра – I район.

3) Согласно СП 14.13330.2018 «Строительство в сейсмических районах», район производства работ относится к асейсмической области, т.е. области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями. В соответствии с общим сейсмическим районированием территории Российской Федерации ОСР-97 расчётная сейсмическая интенсивность на территории составляет при средних грунтовых условиях для особо ответственных объектов (карта С) – 6 баллов шкалы MSK-64.

г) Принадлежность к опасным производственным объектам:

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 №116-ФЗ с изменениями от 02.06.2016 «Об опасных производственных объектах» проектируемый объект относится к категории опасных производственных объектов.

д) Пожарная и взрывопожарная опасность:

Категории проектируемых зданий и сооружений определены согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Категории зданий и сооружений по СП 12.13130.2009

Наименование здания/сооружения	Категория производства по взрыво- и пожаро-опасности
1. Площадка ТВО-4а	
а) Трубный водоотделитель DN1400/1400	АН
б) Ёмкость подземная дренажная объёмом 63 м ³	АН
в) Блок-бокс КТП	В
г) Блок-бокс НКУ	В
д) Ёмкость дождевых стоков ЕП-5	АН

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Наименование здания/сооружения	Категория производства по взрыво- и пожаро-опасности
е) Молниеприемная мачта	
ж) Ограждение периметра площадки ТВО-4а	
2. Площадка БОВ	
а) Фильтр потоковый (3 шт.)	АН
б) Ёмкость дождевых стоков ЕП-5	АН
в) Молниеприёмная мачта (2 шт.)	
г) Ограждение периметра площадки БОВ	
3. Площадка БКНС-4а	
а) Блочная кустовая насосная станция с насосом ЦНС 240-1290	В
б) Блок напорной гребёнки	ДН

- е) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей – отсутствуют.
- ж) Уровень ответственности – нормальный.

4 Характеристика трассы линейного объекта

4.1 Краткая характеристика природно-климатических и гидрогеологических условий строительства линейного объекта

Рассматриваемая территория характеризуется умеренно-континентальным климатом с продолжительной холодной, многоснежной зимой и сравнительно коротким, но теплым летом.

Климатические особенности рассматриваемой территории определяются ее географическим положением в центре материка Евразии. Зимой рассматриваемая территория находится под преимущественным влиянием сибирского антициклона, обуславливающим устойчивую морозную погоду. Наблюдаются частые вторжения холодных воздушных масс с севера, а также прорывы морских воздушных масс, несущих влагу с Атлантического океана, с которыми связаны резкие изменения погоды. Летом

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата	Д050210150000-3-ПЗ	Лист
							4

территория находится в основном в области низкого давления. Нередко вторгаются воздушные массы с Баренцева и Карского морей, а также с Азорских островов. Проникновение морских воздушных масс умеренных широт, связанное с интенсивной циклонической деятельностью, вызывает в холодное время года резкое повышение температуры воздуха и кратковременные оттепели. Летом морской воздух приносит прохладную и влажную погоду.

В течение всего года преобладают ветры юго-западных направлений (таблица 1.2). Средняя годовая скорость ветра составляет 3,4 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 2,8-3,8 м/с, наибольшие скорости наблюдаются в холодный период года, наименьшие – в теплый.

Средняя годовая температура воздуха составляет плюс 3,1оС. Наиболее холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 13,2оС. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 19,1оС.

Абсолютный максимум температуры воздуха по м.ст. Сарапул составил плюс 38оС, абсолютный минимум – минус 48оС. Средние значения из абсолютных максимумов и минимумов приведены в таблицах 1.5 и 1.6. Продолжительность теплого и холодного периодов составляет соответственно 7 и 5 месяцев.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0оС осенью происходит 25 октября, весной – 5 апреля.

Расчетные температуры наружного воздуха теплого периода приведены по м.ст. Сарапул согласно:

1. Температура воздуха обеспеченностью 0,95% (повторяемостью один раз в 20 лет) + 23оС, обеспеченностью 0,98% (один раз в 100 лет) + 26оС.
2. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца + 24,7оС.
3. Средняя суточная амплитуда температуры наиболее теплого месяца +10,7оС.

С глубиной температура почвы в летние месяцы убывает, в зимние, напротив, температура почвы с глубиной выше, так как сначала охлаждается ее поверхность (таблица 1.11). С глубины 0,8м температура почвы имеет только положительные значения.

Наибольшая из максимальных за зиму глубина промерзания почвы составляет 127 см, наименьшая – 17 см, средняя – 82 см.

Взам. инв. №	
	Подп. и дата

						Д050210150000-3-ПЗ	Лист
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата		5

Максимальной высоты снежный покров достигает к концу второй декады марта. максимальная высота снежного покрова из наибольших за зиму в поле составляет 88 см, средняя – 53 см, наименьшая – 32 см.

По весу снегового покрова, согласно [6] участок изысканий относится к району – V, расчетное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли равно 3,2 (320) кПа (кгс/м²).

Район по толщине стенки гололеда по картам районирования относится к III району. Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 20 мм.

4.2 Геологическое строение и свойства грунтов по трассе линейного объекта

Согласно схеме инженерно-геологического районирования Русской платформы, территория исследований приурочена к Волго-Уральской антеклизе.

В тектоническом отношении рассматриваемая территория соответствует восточной окраине Русской плиты Восточно-Европейской платформы, представляющей собой докембрийский гранитно-гнейсовый фундамент, перекрытый чехлом осадочных пород палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

В структурно-тектоническом отношении площадь изысканий приурочена к Уфимско-Соликамской впадине Предуральского краевого прогиба. Это крупная линейно вытянутая структура, прослеживаемая вдоль всего Среднего Урала. Ширина прогиба колеблется в пределах 30-40 км, глубина заложения докембрийского кристаллического фундамента составляет 3-10 км. Заложение прогиба произошло в конце карбона - начале перми, вдоль западной окраины Палеоурала стал формироваться Предуральский краевой прогиб. Почти повсеместно он наложился на краевую зону Восточно-Европейской платформы.

Коренные породы в пределах территории представлены отложениями татарского яруса верхней перми, сложенного мощной (до 200-500 м) толщей континентальных красноцветных песчаников, алевролитов, глин с редкими прослоями мергелей, известняков и доломитов. Породы татарского яруса терригенной красноцветной формации слагают обширные водораздельные пространства. Преобладающими породами формации являются в различной степени опесчаненные и известковистые глины твердой и полутвердой консистенции.

Взам. инв. №	
	Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

6

Формат

В геологическом строении участка исследований до изученной глубины 15,0 м принимают участие четвертичные элювиально-делювиальные (edQ) тложения, подстилаемые пермскими элювиальными образованиями (eP3t). С поверхности отложения перекрыты почвенно-растительным слоем, на переходах через автодороги вскрыты насыпные грунты.

Современные техногенные (tQIV) природные перемещенные отложения (насыпные) грунты слагают насыпи автодорог и представлены глиной полутвердой с прослойками суглинка, с щебнем, гравием (слой 1а). Мощность насыпных грунтов 0,1-1,3 м.

Четвертичные элювиально-делювиальные (edQ) отложения вскрыты повсеместно и представлены полутвердыми глинами (ИГЭ 10) и реже, полутвердыми суглинками (ИГЭ 8). Мощность элювиально-делювиальных отложений от 1,1 до 6,5 м.

Пермские элювиальные образования (eP3t) вскрыты в основании разреза, представлены глинами твердыми (ИГЭ 15) и алевролитами сильновыветрелыми до суглинков твердых, прослоями полутвердых (ИГЭ 16). Отложения с прослоями песчаника, с включением дресвы и щебня карбонатных пород 5-20%. Вскрытая мощность элювия от 0,4 до 14,9 м.

Границы распространения литолого-генетических разновидностей грунтов отражены на инженерно-геологических разрезах и на профилях с инженерно-геологическими разрезами (графические приложения том 2.2.1).

Таблица 1- Сводный геолого-литологический разрез территории исследований

Геол. индекс	№ ИГЭ, слоя	Литолого-генетические типы и виды грунтов и их описание	Мощность, м
tQIV	Слой 1а	Насыпной грунт: глина полутвердая с прослойками суглинка, с щебнем, гравием	0,1-1,3 м
QIV	Слой 1	Почвенно-растительный слой.	0,1-0,3 м
edQ	ИГЭ 8	Суглинок полутвердый, бурый, тяжелый, непросадочный, ненабухающий, с прослойками твердого и тугопластичного	1,1-4,8 м
edQ	ИГЭ10	Глина полутвердая, легкая, пылеватая, бурая, непросадочная, сильнонабухающая, участками средненабухающая, с прослоями (10-20 см) твердой глины и суглинка	0,5-6,5 м
eP3t	ИГЭ 15	Глина твердая, легкая, пылеватая, красно-коричневая, ненабухающая, непросадочная, алевролитистая, известковистая, трещиноватая, с частыми прослоями алевролитов и песчаника (мощностью 5-10см), с включениями (размером 3-7см) дресвы и щебня карбонатных пород 5-20%.	вскрытая мощность 0,4-14,9 м

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Геол. индекс	№ ИГЭ, слоя	Литолого-генетические типы и виды грунтов и их описание	Мощность, м
eP _{3t}	ИГЭ 16	Алевритильно-ветревший до суглинка твердого, прослоями полутвердого, тяжелого, пылеватого, красно-коричневого, непросадочного, ненабухающего, с прослоями (5-10 см) песчаника, с включениями дресвы и щебня карбонатных пород 5-20%	вскрытая мощность 0,6-10,6

Характер залегания выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ) по площади и глубине простираия показан на инженерно-геологических разрезах масштаба 1:500, на профилях с инженерно-геологическими разрезами М 1:2000 и в инженерно-геологических колонках выработок.

По результатам химического анализа водной вытяжки, грунты выше уровня подземных вод, согласно табл. Б.25 ГОСТ 25100-2011, незасолённые.

Согласно табл. В.1 СП 28.13330.2012, грунты не агрессивны по отношению к бетонам (по содержанию сульфатов).

Согласно табл. В.2 СП 28.13330.2012, грунты не агрессивны по отношению к арматуре железобетонных конструкций (по содержанию хлоридов).

Согласно табл. Х.5 СП 28.13330.2012, грунты ниже уровня подземных вод по отношению к конструкциям из углеродистой стали слабоагрессивные; выше уровня грунтовых вод - среднеагрессивные.

По результатам лабораторных определений удельного электрического сопротивления (УЭС), согласно ГОСТ 9.602-2005 (табл. 1), коррозионная агрессивность грунтов до глубины 1,4-7,7 м - низкая.

По лабораторным данным, согласно табл. 2, 5 ГОСТ 9.602-2016, коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля – низкая.

Специфические грунты представлены техногенными (слой 1), набухающими (ИГЭ 10) и элювиальными (ИГЭ 15, ИГЭ 16) отложениями.

В соответствии с СП 116.13330.2012 и картой местного районирования исследуемая территория не является карстоопасной для строительства проектируемых сооружений. По данным маршрутных обследований внешние проявления карстовых процессов (воронки, котловины и др.) не зафиксированы. Согласно прил. Ж СП 116.13330.2012, по совокупности факторов по категории устойчивости к карсту объект

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата	Д050210150000-3-ПЗ	Лист
							8

расположен на территории IV категории устойчивости.

4.3 Гидрогеологические условия в основании линейного объекта

На период проведения изысканий (февраль 2019 г.) в пределах площади исследований подземные воды до исследуемой глубины 5,0-15,0 м не вскрыты. В периоды весеннего снеготаяния и продолжительных дождей возможно формирование кратковременного горизонта подземных вод типа «верховодка» в интервале глубин 1,5-3,0 м от поверхности земли в связи с близким залеганием к поверхности глинистых отложений.

В результате строительства проектируемых сооружений, исходя из их технических характеристик и инженерно-геологических условий территории, существенного изменения гидрогеологических условий не произойдет. При проведении мероприятий по планировке площадки, сбору и утилизации дождевых и талых вод, формирования постоянного водоносного горизонта в сфере влияния сооружений с геологической средой не ожидается.

4.4 Геологические и инженерно-геологические процессы в основании линейного объекта

Опасные геологические и инженерно-геологические процессы возможны в виде сезонного подтопления территории. В соответствии с приложением «И» СП 11-105-97 (ч. II) участок относится к сезонно подтапливаемому в естественных условиях (I-A-2). Развитие процесса происходит по схеме 2 – вследствие увлажнения грунтов и формирования временного водоносного горизонта участка.

Категория сложности инженерно-геологических условий объекта, по совокупности факторов, согласно СП 47.13330.2012, приложение А, СП 11-105-97, Часть I, приложение Б - III (сложная).

- территория исследований находится в пределах одного геоморфологического элемента, одного генезиса, поверхность слабонаклонная (по данному признаку инженерно-геологические условия территории оцениваются как средней сложности – (II категория);
- в разрезе выделено не более 4 литологических слоев (II);
- в пределах исследуемой территории подземные воды отсутствуют (I);
- на территории распространены специфические грунты (техногенные, набухающие, элювиальные образования) (III кат.);
- опасные инженерно-геологические процессы, проявляющиеся в виде сезонного подтопления отдельных участков, не окажут решающего влияния на проектные решения, строительство и эксплуатацию объектов (II);
- природно-технические условия производства работ - хорошие (I).

По результатам рекогносцировочного обследования непосредственно на участке изысканий и на сопредельных территориях, наличия карстовых проявлений не обнаружено. Карстующиеся породы в пределах участка изысканий не встречены. Исходя из геолого-

Взам. инв. №
Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

Д050210150000-3-ПЗ

литологического строения территории и по результатам изысканий прошлых лет, можно сделать вывод, что защитный экран терригенных верхнепермских отложений составляет более 20 м.

Согласно карте карстопроявлений на территории СССР и схеме карстовых областей и районов Европейской части СССР, Урала и Кавказа, справочника по инженерной геологии (Ребрик Б.М., Соколов. Д. С., М., Недра) карстопроявление на территории республики Удмуртия отсутствует.

Принимая во внимание вышеизложенные факты, исследованная площадь относится к VI категории (провалообразование исключается) по карстовой опасности (табл. 5.1 СП 11-105-97, часть II).

Сейсмические условия. Район работ, в соответствии с СП 14.13330.2018, не относится к сейсмически опасным. Интенсивность сейсмических воздействий, определенная на основе карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСР-97, составляет менее шести баллов.

5 Обоснование выбранного варианта размещения трассы

Трассы трубопроводов размещены в соответствии с заданием на проектирование.

Трассы проектируемых трубопроводов проходят в стороне (в пределах нормативных расстояний) от населённых пунктов в существующих инженерных коридорах.

Расстояния между параллельными трубопроводами принято в зависимости от диаметров параллельных трубопроводов по СП 284.1325800.2016 и составляет не менее 5 м.

Минимальное расстояние от опор ВЛ 6 кВ составляет 5 м (согласно ПУЭ).

При параллельной прокладки кабелям связи расстояние принято, исходя из условий проведения монтажных работ и параметров разрабатываемой траншеи.

6 Сведения о линейном объекте

Проектируемые трубопроводы и сооружения предназначены для добычи продукции нефтяных скважин и для транспортирования её на существующую площадку УПН «Вятка».

Режим работы – непрерывный.

В соответствии с требованиями п. 5.3 СП 284.1325800.2016 проектируемые нефтегазопроводы DN300 и более отнесены ко II классу, DN250 и менее отнесены к III классу. Высоконапорные и низконапорные водоводы системы ППД отнесены ко II классу. Категория проектируемых линейных трубопроводов принята согласно таблицы 1 СП 284.1325800.2016. Категория нефтегазопроводов и низконапорных водоводов принята III, водоводы с рабочим давлением свыше 10 МПа (высоконапорные водоводы) – категории II. Категорийность участков трубопроводов назначена в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016.

Состав технологических площадок линейного объекта

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ						Лист
						10

Перечень зданий, сооружений и оборудования проектируемого объекта по каждой технологической площадке сведены в таблицы 3, 4, 5:

Таблица 3. Перечень зданий и сооружений площадки ТВО-4а

Номер на генплане	Наименование
1А	Трубный водоотделитель DN1400/1400
2А	Ёмкость подземная дренажная объёмом 63 м3
3А	Блок-бокс КТП
4А	Блок-бокс НКУ
5.1А-5.2А	Ёмкость дождевых стоков ЕП-5
6	Молниеприемная мачта

Таблица 3. Перечень зданий и сооружений площадки БОВ

Номер на генплане	Наименование
1Б	Фильтр потоковый (3 шт.)
2Б	Ёмкость дождевых стоков ЕП-5
3.1.Б-3.2.Б	Молниеприёмная мачта (2 шт.)

Таблица 4. Перечень зданий и сооружений площадки БКНС-4а

Номер на генплане	Наименование
1А	Блочная кустовая насосная станция с насосом ЦНС 240-1290
1Б	Блок напорной гребёнки

7 Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Согласно техническому заданию на проектирование максимальные показатели по месторождению составляют:

- Производительность по жидкости на входе в ТВО – 10000 м3/сут., в том числе по нефти – 300 т/сут;
- Производительность по жидкости на выходе в ТВО – 3000 м3/сут., в том числе по нефти – 300 т/сут;
- Сброс воды – 7000 м3/сут.;;
- Максимальное содержание нефтепродуктов в воде до 50 мг/л.

Режим работы проектируемых объектов – непрерывный, круглосуточный, расчетная продолжительность технологического процесса 365 суток.

Проектные показатели объекта представлены в таблице 11, 12.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата	Д050210150000-3-ПЗ	Лист
							11

Таблица 11 – Проектные показатели установок предварительного сброса воды

Название площадки	Проектная производительность установки				Расчётное давление, МПа
	по жидкости, м3/сут	по воде для системы ППД, м3/сут	по откачке газо-жидкостной смеси, м3/сут	по нефти, т/сут	
ТВО-4а, БОВ	10 000	7 000	3 000	300	4,0

Таблица 12 – Технические характеристики проектируемой КНС

Название площадки	Проектная производительность установки, м3/ч	Рабочее давление на входе, МПа	Рабочее давление на выходе, МПа
БКНС-4а	240	0,54	12,9

Таблица 13 – Сводные технико-экономические показатели линейных сооружений

Наименование показателя	Единица измерения	Показатель
Подводящий трубопровод от узла задвижек к ТВО-4а,	м	87,4
Отводящий трубопровод от ТВО-4а до узла задвижек	м	95,5
«Коллектор выкидной \$6» (нефтепровод от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4)	м	9,9
«Коллектор выкидной \$8» (нефтепровод от куста 31 до узла задвижек в районе КНС-4)	м	2941,2
«Коллектор выкидной \$10» (нефтепровод от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до т.вр. в «Нефтепровод от т.вр коллектор выкидной 13 до ТВО-4»)	м	1316,1
Выносимый участок нефтепровода от т.вр. в нефтесбор с кустов 22,33,74 до узла задвижек в районе ТВО-4а	м	256,9
Нефтепровод от т.вр. в нефтесбор от куста 26 до т.вр. в «Коллектор выкидной \$8»	м	48
Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 32 до т.вр. в «Коллектор выкидной \$8»	м	11,6
Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 27 до т.вр. в «Коллектор выкидной \$8»	м	29,2
Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 20	м	1522,3
Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 27	м	1039,8
Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до т.вр. в подводящий водовод «КНС-4 до скв. 6729 к.74»	м	625,5
Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 30	м	4079,2
Низконапорный водовод от ТВО-4а до БОВ	м	749,4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Лист

Д050210150000-3-ПЗ

12

Изм. Код. Лист. № Подп. Дата

Формат

Выносимый участок водовода от КНС-4 до БГ-20	м	42,0
Выносимый участок водовода от КНС-4 до куста 74	м	37,7
ВЛ-6кВ от фидер 13 ПС Ветлянка до КТП-6/0,4 ТВО-4а	м	91
Выносимый участок ВЛ-6кВ ф.13 ПС «Ветлянка»	м	154
ВЛ-6кВ от ПС 35/6кВ Биектау до фидера 1 ПС 35/6 Ветлянка	м	296,3
Съезд с площадки БОВ	м	43,39
Съезд с площадки ТВО-4а	м	135,99

8 Комплексное использование сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства

Очищенные от нефти и мехпримесей пластовая вода, производственные и дождевые стоки высоконапорными насосами БКНС закачиваются в систему ППД.

Отходы, образующиеся во время строительства и эксплуатации объекта капитального строительства производственного назначения, утилизируются по заключённым договорам.

9 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование

Проектной документацией предусмотрено обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения путем строительства новых объектов (трубопроводы, дороги и ВЛ), и реконструкции существующих.

Прокладка проектируемых трубопроводов, ВЛ и дорог предусматривается в створе с существующими сетями Арланского нефтяного месторождения.

Особо охраняемые природные территории федерального значения и земли историко-культурного наследия отсутствуют.

Технико-экономические показатели земельного участка сведены в таблицу 19 и 20.
Таблица 19 – Технико-экономические показатели земельного участка проектируемых площадок

Наименование	Общая площадь территории (в границе проектирования), м ²	Площадь покрытий, м ²	Площадь озеленения, м ²	Площадь застройки, м ²
1	2	3	4	5
Площадка БОВ	2028	957	195	354
Площадка БКНС-4а	732	462	270	91
Площадка ТВО-4а	3297	2876	251	170

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Таблица 20 – Основные технико-экономические показатели земельного участка линейных объектов

Наименование		Ед.изм.	Показатель
Всего отвод для производства работ по строительству линейных коммуникаций		м ²	387301
- отвод на период строительства	Удмуртская Республика, Каракулинский район (18:02:164001/)	м ²	7940
	Удмуртская Республика, Каракулинский район, колхоз прогресс (18:11:000000:654/)	м ²	26953
	Удмуртская Республика, Каракулинский район, муниципальное образование "Боярское" (18:11:051001:1621/, 18:11:051001:1701/)	м ²	137590
	Удмуртская Республика, Каракулинский район, Арланское месторождение нефти (18:11:000000:3/)	м ²	209448
ИТОГО:		м ²	381931
- отвод на период эксплуатации	Удмуртская Республика, Каракулинский район, м.п. Боярское (18:11:051001:1621/, 18:11:051001:1701/)	м ²	110
	Удмуртская Республика, Каракулинский район, колхоз «Прогресс»	м ²	26
	Удмуртская Республика, Каракулинский район, Арланское м.н.	м ²	46
	ИТОГО:	м ²	182
-отвод лесного участка на период строительства и эксплуатации	Каракулинское лесничество	м ²	5188

10 Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства

Все проектируемые объекты расположены на землях промышленности, транспорта и сельскохозяйственных угодьях.

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

Стоимость убытков и биологической рекультивации подлежит перечислению на расчётный счёт землепользователей

Оценка ущерба наносимого окружающей среде в период строительства и эксплуатации определены в томе 7.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

14

12 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

Все проектные решения приняты в соответствии с действующими общегосударственными и отраслевыми нормативными документами, с учётом технических условий (ТУ) заказчика.

13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия не разрабатывались.

14 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

При выполнении проекта использовались следующие компьютерные программы:

- Для прочностных расчётов применялся программный комплекс «СТАРТ»;
- Для гидравлических расчётов применялась программа «Гидросистема».

15 Обоснование возможности осуществления строительства объекта по этапам строительства

В соответствии с заданием на проектирование деление по этапам строительства не предусматривается.

16 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надёжность линейного объекта и последовательность его строительства

Необходимый уровень надёжности трубопровода обеспечивается:

- категорированием участков трубопровода и применением при прочностном расчёте соответствующих коэффициентов запаса прочности: коэффициента условий работы, коэффициента надёжности по нагрузке, коэффициента надёжности по назначению, коэффициента надёжности по материалу;
- комплексной системой защиты от коррозии. Комплексная система защиты от коррозии включает: использование труб, соединительных деталей (СДТ) с заводской антикоррозионной изоляцией и внутренним антикоррозионным покрытием водоводов, подачей в трубопроводы ингибитора коррозии;
- систематическим пооперационным, визуальным и измерительным, неразрушающим контролем качества сварных соединений в процессе производства

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

строительно-монтажных работ;

- проведением испытаний на прочность и герметичность;
- применением сертифицированного оборудования и материалов;
- разработкой мероприятий по обеспечению пожарной безопасности проектируемых объектов.

проектируемых объектов.

Устойчивость положения трубопровода обеспечивается:

- принятой глубиной заложения трубопровода;
- принятыми радиусами упругого изгиба;
- весом трубопровода с перекачиваемым продуктом.

Последовательность строительства

Проектом предусматривается ведение работ вахтовым способом.

В период производства работ запланирован выезд на площадку специалистов проектного института для осуществления авторского надзора за строительством. Частота выезда и продолжительность уточняется заказчиком.

Выполнение работ предусматривается в два периода:

- подготовительный;
- основной.

Работы подготовительного периода

К работам подготовительного периода относятся:

- регистрация начала строительства в территориальном органе Ростехнадзора;
- извещение службы технического надзора заказчика о времени готовности подрядчика к реализации целей проекта с предоставлением графика производства работ (продолжительность рабочего дня, работа в выходные дни и т. д.);
- принятие от генподрядчика (заказчика) трассы (створов) трубопровода в натуре с закрепляющими знаками. Передача трассы должна быть оформлена актом с приложением плана трубопровода и ведомости планово-высотного обоснования; реперы и выносные знаки должны иметь абрис относительно характерных пунктов на местности. Ось трассы и углы ее поворотов должны быть закреплены выносными опорными знаками в двух-трех точках за пределами строительной площадки; при этом ось трассы закрепляется на каждой стороне водоема;
- проверка наличия основных реперов и установка временных на период строительства;
- выполнение контрольной нивелировки основных и привязка к ним временных реперов;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

- получение «Разрешения на производство работ в охранной зоне трубопровода»; оформление «Ордера на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»;
- подготовка и оформление наряд-допусков на производство работ повышенной опасности;
- уведомление Госпожнадзора и землепользователей, а также владельцев пересекаемых и проложенных в едином техническом коридоре коммуникаций о начале и сроках проведения работ;
- оповещаются подразделения противопожарной службы;
- отвод территории для размещения временного строительного хозяйства и зоны производства строительных работ;
- уточнение и закрепление на местности существующих подземных коммуникаций;
- обследование дорог для выяснения возможности перебазирования машин и механизмов и, при необходимости, их ремонт;
- устройство временных проездов из железобетонных плит через действующие коммуникации;
- доставка строительной техники, оборудования и строительных материалов к месту производства работ;
- организация временного строительного хозяйства, решение вопросов быта рабочих;
- создание системы диспетчерской связи;
- срезка растительного грунта;
- планировка полосы трассы в зоне движения строительной колонны;
- устройство водоотводных канав для отведения поверхностных и грунтовых вод;
- установка средств первичного пожаротушения (песок - металлический ящик 1,0 м³; кошма 2,0×2,0 – 4шт; огнетушители ОП-10 – 2шт; лопаты – 2 шт.; ведра – 2 шт.; топор – 2 шт.; лом – 2 шт.).

Номенклатура и объемы подготовительных работ уточняются в «Проекте производства работ». Выполнять работы подготовительного периода следует в соответствии с требованиями ВСН 51-1-80, СП 49.13330.2012.

Работы основного периода

Работы будут выполняться специализированной строительной организацией, со сложившимися методами работы, поэтому в данном разделе рассматриваются

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

особенности методов выполнения основных работ, применительно к данным условиям осуществления строительства. Конкретизация и детальная проработка организации и технологии осуществления всего технологического комплекса работ выполняется на стадии ППР, где на основе расчетов, а также непредвиденных изменений условий осуществления работ уточняются и дополняются типовые технологические карты.

К работам основного периода строительства относятся:

- земляные работы (устройство технологической насыпи площадки ТВО-4а, БОВ, БКНС-4а);
- устройство котлованов, устройством фундаментов под подземные емкости, гидроизоляция фундаментов, обратная засыпка фундаментов);
- работы, связанные с возведением надземных частей сооружений площадок (монтаж блок-боксов, БКНС, блок очистки воды, КТП и т.д.);
- устройство внеплощадочных сетей (ВЛ 6кВ, нефтегазопроводы, высоконапорные водоводы, низконапорные водоводы);
- монтаж оборудования (трубный водоотделитель, блок очистки воды);
- благоустройство;
- техническая и биологическая рекультивация.

Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
		Д050210150000-3-ПЗ						
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата			

17 Перечень нормативной документации

- СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»;
- СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия»;
- СП 45.13330.2017. Земляные сооружения, основания и фундаменты
Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87;
- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ с изменениями от 01.07.2021 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (ред. от 30.04.2021);
- Правила противопожарного режима в РФ (утв. постановлением Правительства РФ от 16 сентября 2020г. №1479), (ред. от 21.05.2021);
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
- СП 284.1325800.2016 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом от 15.12.2020 №534

18 Перечень принятых сокращений:

- БОВ – Блок очистки воды
- ТВО – Трубный водоотделитель
- БКНС – Блочная кустовая насосная станция
- ППД – поддержание пластового давления
- КТП – комплексные трансформаторные подстанции
- НКУ – низковольтные комплектные устройства
- ИГЭ – инженерно-геологический элемент

Взам. инв. №	Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

**Приложение А
(обязательное)
Задание на проектирование**

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

К.М. Рузанов
« 10 » 12 2018 г.
М.П.



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Д.В. Арсибеков
« 12 » 2018 г.
М.П.



ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение
БКНС-4а. ТВО-4а»**

1. Основание для проектирования	1.1. Внутривнепостроечный титульный список объектов капитального строительства и реконструкции АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова на 2018-2019 г.
2. Район, пункт, площадка строительства	2.1. Удмуртская Республика, Каракулинский район, Вятская площадь Арланского нефтяного месторождения
3. Вид строительства	3.1. Новое строительство.
4. Стадийность проектирования	4.1. Инженерные изыскания 4.2. Проектная документация 4.3. Рабочая документация
5. Ранее выполненная проектная документация по объекту	5.1. ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап» 2016 (арх. № Д050210150000)
6. Заказчик проекта	6.1. Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А. Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)
7. Проектная организация - генеральный проектировщик	7.1. ООО «Трансэнергострой».
8. Сроки начала и окончания работ по настоящему проекту	8.1. Проектная документация: 25.10.2018 – 02.02.2019. 8.2. Рабочая документация: 25.10.2018 – 02.02.2019.
9. Особые условия строительства	9.1. Строительство в условиях действующего предприятия с непрерывным технологическим процессом 365 дней в году, подключение к действующим коммуникациям с соблюдением норм промышленной и экологической безопасности.
10. Основные технико-экономические показатели объекта	10.1. ТВО-4а. Режим работы – непрерывный; На входе в ТВО: $Q_{ж}=10\ 000\ м^3/сут$, в т.ч. $Q_{н}=300\ м^3/сут$; На выходе с ТВО: $Q_{ж}=3000\ м^3/сут$, в т.ч. $Q_{н}=300\ м^3/сут$; Сброс воды: $Q_{в}=7000\ м^3/сут$; Максимальное допустимое содержание нефтепродуктов в воде до 50 мг/л;
11. Состав задания	11.1. ТВО-4а разместить в районе узла задвижек куста №28. В составе ТВО-4а запроектировать (приложение 1): - Узлы отбора проб на входе и выходе с ТВО-4а, и узел контроля коррозии на выходе с ТВО-4а; - Подачу ингибитора коррозии в систему трубопроводов на

Взам. инв. №

Подп. и дата

Лист

Д050210150000-3-ПЗ

20

Изм. Код. Лист. №. Подп. Дата

Формат

выходе воды с ТВО-4а;

- Узел задвижек с подключением нефтепроводов на ТВО-4а, ТВО-4 и подключения нефтепроводов от направлений кустов №31, 74, 84;

- Площадку блока очистки воды с потоковыми фильтрами (3 шт.);

- Автоматизированный сброс уловленной нефти с поточных фильтров в ОВ-200 площадки ТВО-4;

- Трубопроводы на рабочее давление 4,0 МПа (диаметр и толщину стенки определить расчетом):

- Технологической обвязки ТВО-4а и блока очистки воды;
- Технологической обвязки ТВО-4 и блока очистки воды;
- Приема ТВО-4а от проектируемого узла задвижек (L≈150 м);
- Выхода с ТВО-4а до точки врезки «Коллектор выкидной 13"» ДУ К СТ23» (инв. № 301190038) (L≈150 м);

- На трубопроводе выхода воды с ТВО-4а предусмотреть регулирование раздела фаз;

- Водоводы запроектировать с противокоррозионной защитой внутренней поверхности «Masscotank 11»;

11.2. Запроектировать расширение БКНС-4а (приложение 1), в т.ч.:

- Предусмотреть установку дополнительного блока с насосом типа ЦНС-240;

- Запроектировать узел задвижек в районе БКНС-4а для подключения водоводов к нагнетательным скважинам;

- Предусмотреть распределение потоков воды между проектируемым узлом задвижек в районе БКНС-4а и «блоком гребенки открытого типа КНС-4» с подключением водоводов (расстояние от БКНС-4а до КНС-4 L≈400 м);

11.3. Запроектировать реконструкцию нефтепроводов (приложение 1):

- «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ S6» инв. № 301190059 (от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 219x8 (L≈350 м);

- «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ S8» инв. № 301190056 (от куста №31 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 273x8 (L≈2400 м);

- «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ S10» инв. № 301190022 (от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до точки врезки в «Нефтепровод от ТВ В КОЛ.ВЫК. 13 до ТВО-4» инв. № 2200000481 в районе ТВО-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 325x8 (L≈900 м);

- подключение реконструируемых нефтепроводов предусмотреть через узлы подключения;

11.4. Запроектировать высоконапорные водоводы с противокоррозионной защитой внутренней поверхности «Masscotank 11» (приложение 1):

- водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №30. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9 (L≈4200 м);

- запроектировать узел задвижек на кусте №30;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

21

Формат

- водовод от узла задвижек на кусте №30 до скважины №6710 куста №30. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9;

- водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №27. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9 (L≈1300 м);

- запроектировать узел задвижек на кусте №27;

- водовод от узла задвижек на кусте №27 до скважины №8814 куста №27. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9;

- водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №20. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168x11 (L≈700 м);

- запроектировать узел задвижек на кусте №20;

- водоводы от узла задвижек на кусте №20 до скважин №№ 6756, 6793, 6751. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 89x9;

- водовод от узла задвижек на БКНС-4а до точки врезки в подводящий водовод «КНС-4 до скважины №6729 куста №74» шв. №301201855, №0001110070. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168x11 (L≈600 м);

- запроектировать узел задвижек на кусте №74;

- водоводы от узла задвижек на кусте №74 до скважин №№ 8778, 7531, 6729. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9;

11.5. При проектировании применить трубы с двухслойной полимерной наружной изоляцией, выполненной в заводских условиях.

11.6. Электроснабжение БКНС-4а (приложение 2,3):

- для подключения электроприемников дополнительного насосного блока запроектировать расширение существующего КРУН-6кВ;
- применить в качестве отходящих ячеек 3 отходящие ячейки с кабельным выводом К-59Н-АЭ КРУ-6кВ;
- запроектировать защиту с микропроцессорными устройствами типа Мисот Р123, дуговой защитой «Дуга-О»;
- предусмотреть устройство плавного пуска высоковольтного электродвигателя;
- электроснабжение электроприемников дополнительного насосного блока БКНС-4а на напряжение 0,4 кВ запроектировать от КТП-6/0,4 кВ и НКУ «БКНС-4а» (L≈200м);
- запроектировать группу учета электроэнергии;
- предусмотреть перевод нагрузок Ф-1 ПС 35/6 кВ «Ветлянка» на резервную ячейку №16 КРУН-6 кВ ПС 35/6 кВ «Биектау». Выход с КРУН-6 кВ ПС 35/6 кВ «Биектау» кабельный;
- выполнить расчет уставок защит существующей ячейки №16 КРУН-6кВ ПС 35/6 кВ «Биектау»

11.7. Электроснабжение ТВО-4а (приложение 3,4):

- электроснабжение электроприемников ТВО выполнить от вновь проектируемой КТП-6/0,4 кВ (L≈30 м);
- электроснабжение КТП-6/0,4 кВ выполнить от ВЛ-6 кВ ф№1 ПС «Ветлянка» (L≈500 м);
- запроектировать электроцитовую ВРУ-0,4 кВ в блочно-модульном исполнении с группой учета электроэнергии 0,4 кВ;

to submitt

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

	<ul style="list-style-type: none"> - подключение ВРУ-0,4 кВ выполнить кабельными линиями по кабельным эстакадам. Сечение, марку и трассу прокладки определить проектом; - предусмотреть освещение площадок обслуживания; <ul style="list-style-type: none"> - предусмотреть наружное освещение, молниезащиту и заземление; 11.8. Автоматизацию по ТУ УАПП (приложение 4,5): <ul style="list-style-type: none"> - контроль работы БКНС-4а и ТВО-4а с выводом информации в диспетчерскую на существующий АРМ АСУТП ППД КНС и АРМ ТВО п.б. Вятка НГДУ-1; 11.9. Сети связи (приложение 6,7): <ul style="list-style-type: none"> - предусмотреть подключение БКНС-4а и ТВО-4а в телефонную сеть АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова; - предусмотреть подключение проектируемых объектов к технологической ЛВС; - проектируемый коммутатор разместить в существующем шкафу автоматизации БКНС-4а; - станция связи системы автоматизации ТВО-4а – 1шт; - предусмотреть радиоканал передачи данных от станции связи ТВО-4а до существующей станции БЩД телемеханики системы ППД на промбазе «Вятка»; - мачта связи (трубостойка) – 1 шт (тип и высоту определить проектом); - предусмотреть бесперебойное электропитание оборудования связи; - оборудование связи разместить в шкафу станции телемеханизации ТВО-4а; 11.10. Запроектировать средства охраны (приложение 9), в т.ч.: <ul style="list-style-type: none"> - ограждение периметра ТВО-4а и БКНС-4а высотой не менее 2,5м; - предусмотреть установку спецсредства «Егоза» по верху ограждения; - запроектировать охранное освещение периметра; - на въездах на территорию предусмотреть распашные ворота.
12. Выделение этапов строительства	12.1 Нет
13. Требования к техническим и технологическим решениям	<p>13.1. Проектную и рабочую документацию выполнить с использованием передовых технологий и оборудования, соответствующую требованиям норм пожарной, промышленной, экологической безопасности и охраны труда.</p> <p>13.2. Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с техническими условиями АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.</p> <p>13.3. При проектировании учесть пересечения проектируемых трасс коммуникаций с существующими инженерными сетями в соответствии с ТУ, выданными сторонними организациями.</p> <p>13.4. При проектировании учесть исходные данные, предоставленные Заказчиком до начала проектирования.</p>
14. Требования к качеству, конкурентоспособности и экологическим параметрам продукции	<p>14.1. Обеспечить соблюдение норм промышленной и экологической безопасности.</p> <p>14.2. Технические решения должны выбираться из условий экономической обоснованности с учётом расчётных минимальных параметров материалоемкости и трудоёмкости объектов строительства.</p>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

15. Требования к режиму предприятия	15.1. Непрерывный
16. Требования по вариантной и конкурсной проработке	16.1. Выбор оборудования, материалов, блочной продукции выполнить на альтернативной основе и согласовать с Заказчиком. При разработке разделов энергетики и автоматизации в приоритетном порядке применять инженерное и техническое оборудование российского производства или производства стран СНГ, в т.ч. электроприводной и коммутационной аппаратуры. 16.2 При согласовании схем размещения оборудования представить не менее 2-х вариантов компоновки (схема генерального плана).
17. Требования по перспективному расширению объекта	17.1. Нет
18. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	18.1. Выполнить согласно действующим нормам и правилам.
19. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	19.1. Разработать разделы: - Перечень мероприятий по охране окружающей среды с учетом ранее разработанного раздела инв. № Д050210150000-ООС; - Рекультивация нарушенных земель Принять решения по разделу рекультивации инв. № Д050210150000-ООС.Р; - Проект санитарно-защитной зоны. СЗЗ ТВО-4 и БКНС-4а на основе ранее разработанного проекта СЗЗ инв. № Д050210150000-СЗЗ и учетом вновь устанавливаемого ТВО-4а; - «Оценка воздействия на водные и биологические ресурсы рек» с учетом ранее выполненного расчета «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап»; - «Рыбохозяйственная характеристика водного объекта» (РХХ) с учетом ранее выполненного расчета «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап»; - «Рекомендации по проведению производственного экологического контроля» (ПЭК) разработать основе ранее разработанного проекта СЗЗ инв. № Д050210150000-СЗЗ;
20. Требования к режиму безопасности и гигиене труда	20.1. Разработать мероприятия промышленной безопасности и охране труда в соответствующих разделах проектной документации. Принять мероприятия установленные в ПД инв. № Д050210150000
21. Требования к обеспечению пожарной безопасности	21.1. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности». Дополнить ранее разработанные мероприятия по разделу Д050210150000-ПБ ПД инв. № Д050210150000
22. Требования по интеграции объекта в существующую инфраструктуру	22.1. Максимально использовать существующую инженерную инфраструктуру объекта.
23. Требования специальным разделам проектной документации	23.1. В составе проектной документации разработать: - Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера согласно исходным данным МЧС по УР, в том числе раздел СМИС, при

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

24

Формат

	<p>разработке раздела принять за основу разработанные разделы ПД Д050210150000-ГОЧС и Д050210150000-СМИС и дополнить с учетом вновь проектируемых объектов;</p> <p>23.2. Декларацию промышленной безопасности. В случае если декларация промышленной безопасности для объекта проектирования не требуется, в проектной документации привести обоснование.</p> <p>23.3. Выполнить «Расчет сроков эксплуатации проектируемого оборудования, принять за основу разработанный раздел ПД инв.№ Д050210150000;</p> <p>23.4. Иные разделы проектной документации необходимые для проведения экспертизы проектной документации. Перечень обязательных разделов согласовать с Заказчиком</p>
<p>24. Требования, условия и состав документации к подготовке материалов земельного отвода</p>	<p>24.1. Для выполнения работ по межеванию, постановке на кадастровый учёт и отводу земельных участков в составе проекта разработать графическую часть для градостроительного плана ЗУ, в которой предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - чертёж границ земельного участка (участков), необходимого для осуществления строительства объекта. В табличной форме предоставить координаты угловых точек границы участка в системе координат, используемой для ведения государственного кадастра недвижимости; - чертёж границ земельного участка (участков), необходимого для эксплуатации построенного объекта. В табличной форме предоставить координаты угловых точек границы участка в системе координат, используемой для ведения государственного кадастра недвижимости; - произвести расчёт испрашиваемых площадей. Для участков ГЛФ расчёт площадей произвести по кварталам и выделам. Для участков, расположенных на сельскохозяйственных землях, указать на чертежах границы землепользований, расчеты испрашиваемых площадей провести по каждому землепользователю. <p>24.2. Документацию по планировке территории: проект планировки и проект межевания территории, выполняет и направляет на утверждение в установленном порядке Подрядчик.</p> <p>24.3. После выполнения комплекса геодезических изысканий Подрядчик предоставляет Заказчику план земельного участка с координатами угловых точек. До окончательной проработки планов площадок и трасс допустимо увеличение площади отводимого земельного участка до 20%.</p>
<p>25. Расчетная стоимость строительства</p>	<p>25.1. Произвести сметный расчет стоимости строительства в базе 2001 г. с выделением потребности в ресурсах по локальным, объектным сметам и в сводном сметном расчете (трудозатраты рабочих и механизмов – количество чел/час, количество маш/час, стоимость ресурсов). Кроме того, на основании ПОС указать номенклатуру машин и механизмов с количеством маш/час, трудозатраты строительных рабочих и механизаторов в чел/час, а также номенклатуру и количество необходимых ресурсов.</p> <p>25.2 Разделы локального сметного расчета выполнить с выделением подразделов с привязкой к подобъектам, либо технологически выделенным участкам объекта</p> <p style="text-align: right;"><i>М.И.Иванов</i></p>

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

	<p>проектирования. Объектные сметные расчеты составлять в текущем уровне цен на объекты (подобъекты, участки, этапы) в целом путем суммирования данных локальных сметных расчетов с группировкой работ и затрат. В локальные сметные расчеты включить пуско-наладочные работы. Сметные расчеты выполнять с учетом принятого в АО «Белкамнефть» А.А. Волкова унифицированного перечня объектов капитального строительства действующего на основании приказа № ГД-01/280 от 03.07.2014 г.</p> <p>25.3 Сметные расчеты выполнить в программе «Гранд-Смета».</p>
<p>26. Требования к составу, формату, объему выпуска проектной документации и оформлению проекта</p>	<p>26.1. Состав разделов проектной документации предусмотреть согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» и Градостроительному Кодексу от 29.12.2004 № 190-ФЗ.</p> <p>26.2. В составе проектной документации должны быть включены сведения о сертификатах или декларациях соответствия применяемого оборудования, соответствующие техническим регламентам таможенного союза;</p> <p>В составе рабочей документации отдельной книгой выпускаются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - заказные спецификации на оборудование и материалы; - опросные листы (технические задания); - технические требования на изготовление блочного, нестандартизированного оборудования, металлопродукции, электрооборудования, системы КИП и А, прочей продукции; - ведомости объемов работ с разделением на подобъекты в соответствии со спецификациями. <p>Данные документы должны быть разделены по видам продукции, техническому назначению и содержать основные технические характеристики.</p> <p>26.3. Подрядчик предоставляет Заказчику:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ПСД на бумажном носителе в количестве 4-х экземпляров и на электронном носителе в формате текстовых, табличных и графических редакторов документов, а также в формате PDF в 1 экземпляре с описью документации; - сметную документацию в формате Excel на электронном носителе в 1 экземпляре; - комплексные инженерные изыскания в 2 экземплярах на бумажном носителе и в 1 экземпляре на электронном носителе. <p>26.4. Предоставить картографические материалы в программном продукте AutoCad или MapInfo, в том числе изыскания в условной системе координат АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и в Балтийской системе высот. Перевод координат исходных пунктов в локальную систему координат выполняет Заказчик.</p>
<p>27. Особые условия</p>	<p>27.1. Исходные данные предоставляет Заказчик. При проектировании и определении сметной стоимости на проектно-изыскательские работы в части разработки специальных разделов проектной документации и инженерных изысканий учитывать разработанную проектную документацию «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый</p>

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

26

Формат

этап» (ООО «Трансэнергострой», 2016-2018)

27.2. Проектные решения предварительно согласовать с Заказчиком.

27.3. Инженерные изыскания: геодезические, геологические, гидрометеорологические, экологические, археологические исследования для определения наличия объектов историко-культурного наследия (при необходимости), выполняет Подрядчик.

Перед началом выполнения комплекса инженерных изысканий согласовывать с Заказчиком Техническое задание и программу на производство работ, с обязательным выездом на место работ и подписанием акта полевого контроля. Объем инженерных изысканий должен удовлетворять требованиям действующего законодательства РФ и действующих нормативных документов РФ в области строительства и проектирования и обеспечивать получение положительного заключения государственной экспертизы проектной документации. Геодезические изыскания выполнить в локальной системе координат АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, Балтийская система высот. Материалы изысканий согласовать с Заказчиком. При разработке отчетов по инженерным изысканиям использовать выполненные ранее изыскания инв. № Д050210150000-ИГИ, Д050210150000-ИТГИ, Д050210150000-ИЭИ, Д050210150000-ИГМИ.

Перед началом выполнения работ по археологическому исследованию территории запросить информацию от уполномоченного органа власти о необходимости выполнения такого исследования. По результатам археологических исследований Подрядчик проводит государственную историко-культурную экспертизу.

27.4. Дополнительные проектные работы, необходимость выполнения которых возникает в ходе проектирования, выполнять по дополнительному соглашению на основании дополнительного задания.

27.5. При проведении экспертизы промышленной безопасности и экспертизы санитарно-эпидемиологической Заявителем выступает Подрядчик (по доверенности от Заказчика), оплата экспертиз лежит на Подрядчике. При проведении экологической и государственной экспертизы Заявителем выступает Подрядчик (по доверенности от Заказчика), оплата экспертиз лежит на Заказчике. Подрядчик подает документы в экспертизу, проводит техническое сопровождение проектной документации (или ее частей) и инженерных изысканий до получения положительного заключения экспертизы.

27.6. Проектировщик обязан иметь все необходимые допуски на право выполнения всех работ, связанных с реализацией настоящего Задания на проектирование, а в случае привлечения сторонних организаций согласовывать их с Заказчиком.

И.И.И.И.И.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

27

Лист согласований
к заданию на проектирование объекта
«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение
БКНС-4а. ТВО-4а»

Главный инженер
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Заместитель генерального директора
по безопасности
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

[Handwritten signature] 11.09.18
[Handwritten signature]

Ш.Р. Габидуллин

Н.Л. Федоров


Взам. инв. №
Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Приложение Б1

Технические условия для выполнения проектных работ на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО «Белоямнефть» им. А.А. Волкова
 Ш.Р. Габидуллин
« 22 » 08 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на разработку ПД, РД на объект «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

При разработке ПД, РД предусмотреть:

- Строительство ТВО-4а в районе узла задвижек куста №28 Арланского м.п., при выборе проектной площадки под ТВО предусмотреть приближенность к существующим коммуникациям.
- Технологические параметры работы:
 - на входе в ТВО: $Q_{ж}=10\ 000\ м^3/сут.$, в том числе $Q_{н}=300\ т/сут.$;
 - на выходе с ТВО: $Q_{ж}=3\ 000\ м^3/сут.$, в том числе $Q_{н}=300\ т/сут.$; сброс воды $Q_{воды}=7000\ м^3/сут.$;
 - максимальное допустимое содержание нефтепродуктов в воде до 50 мг/л;
 - режим работы ТВО - непрерывный.
- Строительство площадки блока очистки воды с потоковыми фильтрами технологии «Фрам Инжиниринг» в количестве 3 ед., рядом с площадкой ТВО-4 с технологической обвязкой. Автоматизированный сброс уловленной нефти с поточных фильтров в ОВ-200 площадки ТВО-4.
- Узел задвижек для распределения потоков с подключением нефтепроводов на ТВО-4а, ТВО-4 и подключения нефтепроводов от направлений кустов № 31,74,84.
- Трубопроводы на рабочее давление 4,0 МПа в соответствии с прилагаемой схемой:
 - технологической обвязки ТВО-4а и блока очистки воды;
 - технологической обвязки ТВО-4 и блока очистки воды;
 - приёма ТВО-4а от проектируемого узла задвижек;
 - выхода из ТВО-4а до т. врезки «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ 13» ДУ К СТ23» (инв.№ 301190038).
 Диаметр и толщину стенки трубопроводов определить расчетом. Расчет согласовать с заказчиком. Водоводы запроектировать с противокоррозионной защитой внутренней поверхности типа двухкомпонентной толстослойной усиленной эпоксидной эмали «Masscotank 11».
- На трубопроводе выхода воды с ТВО-4а предусмотреть регулирование раздела фаз в ТВО.
- Запроектировать дополнительный блок с насосным агрегатом ЦНС 240. Место размещения согласовать с заказчиком.
- Запроектировать узел задвижек в районе БКНС-4а для подключения водоводов к нагнетательным скважинам.
- Реконструкцию нефтепроводов:
 - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$6» инв. № 301190059 (от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 219x8 мм;
 - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8» инв. № 301190056 (от куста №31 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 273x8 мм;
 - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10» инв. № 301190022 (от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до т. вр. в «НЕФТЕПРОВОД ОТ ТВ В КОЛ.ВЫК. 13 ДО ТВО-4» инв.№ 2200000481, в районе ТВО-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 325x8 мм.
- Распределение потоков воды между проектируемым узлом задвижек в районе БКНС-4а и «блоком гребёнки открытого типа КНС-4» с подключением водоводов.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

- II. Высоконапорные водоводы с противокоррозионной защитой внутренней поверхности типа двухкомпонентной толстослойной усиленной эпоксидной эмали «Masscotank 11»:
 - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №30. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114х9 мм.
 - запроектировать узел задвижек на кусте №30.
 - водовод от узла задвижек на кусте №30 до скважины №6710 куста №30. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114х9 мм.
 - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №27. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114х9 мм.
 - запроектировать узел задвижек на кусте №27.
 - водовод от узла задвижек на кусте №27 до скважины №8814 куста №27. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114х9 мм.
 - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до узла задвижек куста №20. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168х11 мм.
 - запроектировать узел задвижек на кусте №20.
 - водоводы от узла задвижек на кусте №20 до скважин №№ 6756, 6793, 6751. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 89х9 мм.
 - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до точки врезки в подводящий водовод «КНС-4 до скважины №6729 куста №74» инвентарный №301201855; 0001110070. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168х11 мм.
 - запроектировать узел задвижек на кусте №74.
 - водоводы от узла задвижек на кусте №74 до скважин №№8778, 7531, 6729. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114х9 мм.
- 12. Диаметры и толщину стенок трубопроводов на каждом участке определить гидравлическим расчётом в зависимости от коррозионной активности перекачиваемой среды из условия обеспечения безаварийной работы трубопроводов на протяжении проектного срока эксплуатации.
- 13. Трассы трубопроводов и их протяжённость определить в зависимости от места расположения ТВО с учётом обеспечения минимальной протяжённости трубопроводов.
- 14. При проектировании применить трубы с двухслойной полимерной наружной изоляцией, выполненной в заводских условиях. Антикоррозионную защиту наружной поверхности сварных стыков и подземных фасонных деталей трубопроводов выполнить в соответствии с требованием ГОСТ Р 51164-98.
- 15. Установку узлов отбора проб на входе и выходе с ТВО, и узла контроля коррозии производства Сонар на выходе с ТВО.
- 16. Подачу ингибитора коррозии в систему трубопроводов на выходе воды с ТВО.
- 17. Периметральное ограждение ТВО.
- 18. Электроснабжение по ТУ УЭ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.
- 19. Автоматизацию по ТУ УАП АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Приложение: принципиальная технологическая схема ТВО-4а.

Начальник УДНГ  Г.Г. Кузьмин

Начальник УПНГ  В.А. Богданов

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

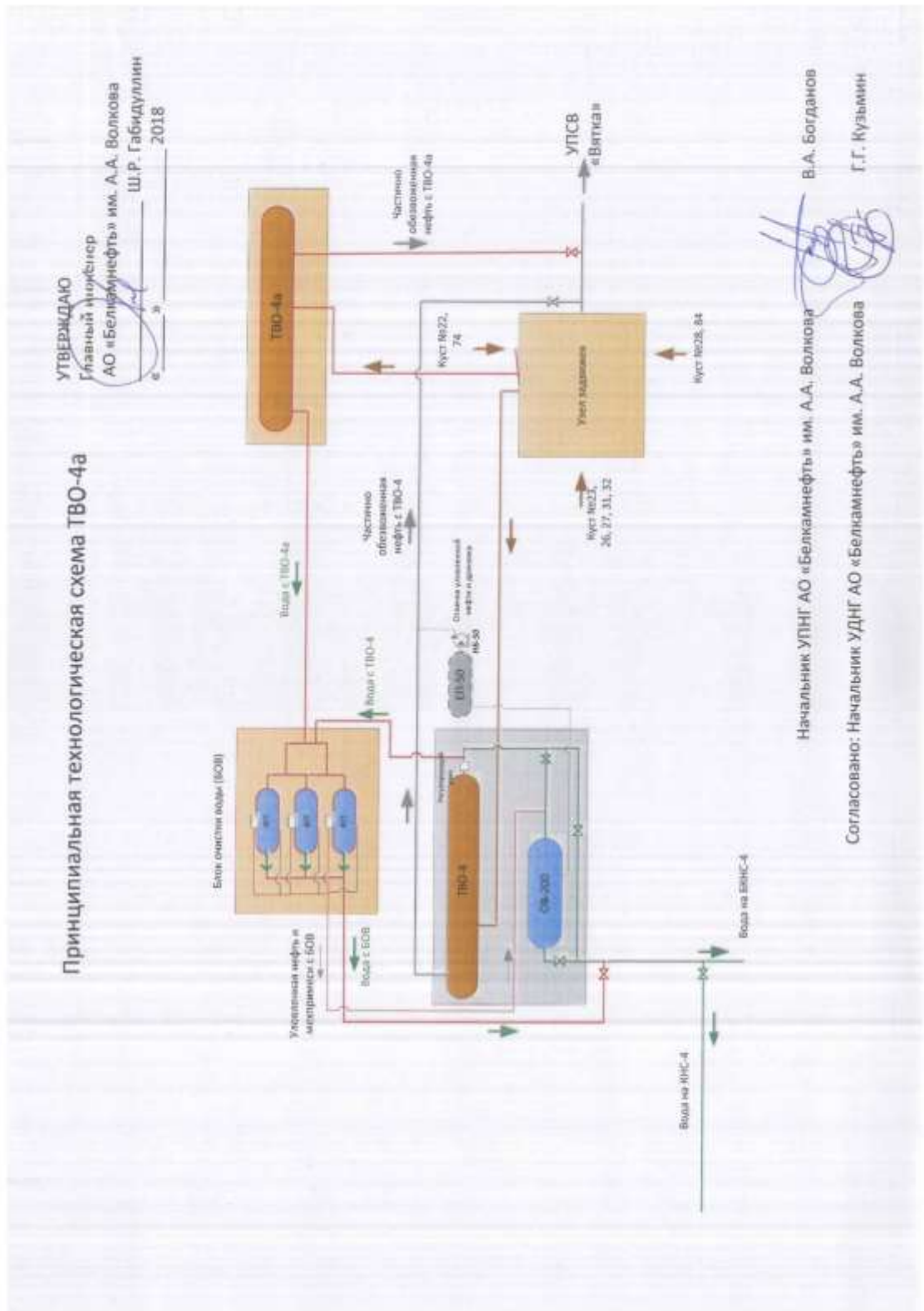
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

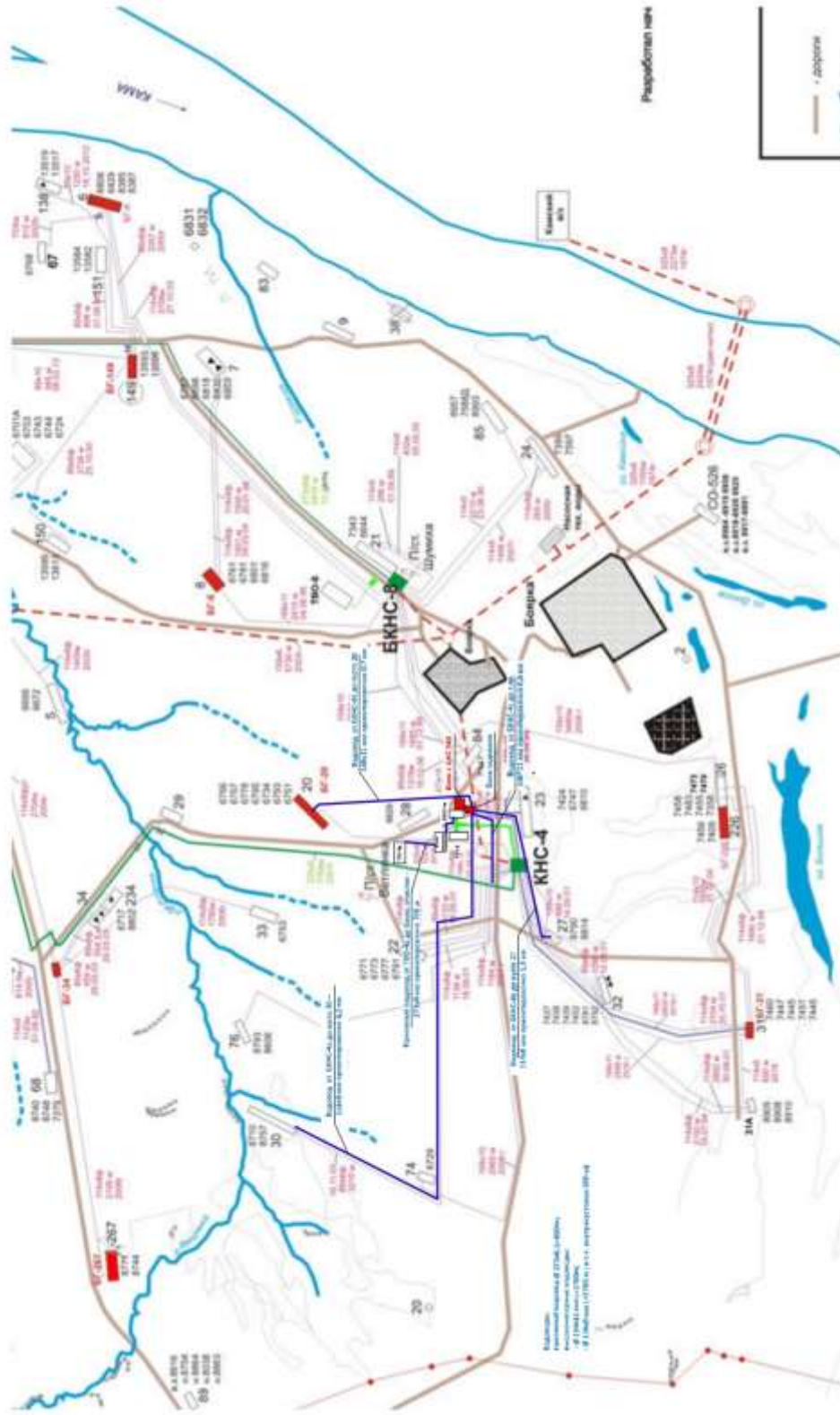
Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ



Подп. и дата	Взам. инв. №



Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата


Д050210150000-3-ПЗ

Приложение Б2

Технические условия для выполнения разработки раздела «Землеустройство» ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. «Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер
АО «Белкамнефть»
им. А.А. Волкова


Ш.Р. Габидуллин
«10» 08 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки раздела «Землеустройство»
проектной документации «Обустройство Вятской площади Арланского
месторождения нефти. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

С целью дальнейшего выполнения работ по межеванию, постановке на кадастровый учёт и отводу земельных участков в составе проекта разработать раздел «Землеустройство», в котором предусмотреть следующее:

- разработать чертёж границ земельного участка (участков), необходимого для осуществления строительства объекта. В табличной форме предоставить координаты угловых точек границы участка в условной (локальной) АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова системе координат;
- разработать чертёж границ земельного участка (участков), необходимого для эксплуатации построенного объекта. В табличной форме предоставить координаты угловых точек границы участка в условной (локальной) АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова системе координат;
- согласно вышеупомянутым чертежам произвести расчёт испрашиваемых площадей. Для участков ГЛФ расчёт площадей произвести по кварталам и выделам. Для участков, расположенных на сельскохозяйственных землях, необходимо на чертежах указать границы землепользований, а расчёты испрашиваемых площадей провести по каждому землепользователю.

Начальник УЗ



В.П. Таушканов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник ОЗ УЗ



М.Р. Касимов

Начальник ОПГР УЗ

В.М. Загребин

Взам. инв. №	Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист


33

Формат

Приложение Б3

Технические условия на сети связи для выполнения проектных работ на объект «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова


Ш.Р. Габидуллин
« 15 » с б 2018 г.

Технические условия

на сети связи для выполнения проектных работ на объект
ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а».

1. Разработать проектно-сметную документацию в соответствии с действующими нормами и правилами.
2. Основные требования к составу документации.
 - 2.1. Состав проектной документации согласно постановлению правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию».
3. Телефонная связь
 - 3.1. Предусмотреть подключение проектируемых объектов системы ППД (БКНС, ТВО) в телефонную сеть АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова на п/б «Вятка» с использованием IP телефонных аппаратов Cisco SPA.
 - 3.2. Для резервирования телефонной связи использовать стационарные сотовые терминалы.
4. Система сбора данных телемеханики БКНС-4а.
 - 4.1. Предусмотреть подключение проектируемых объектов к технологической ЛВС в соответствии с техническими условиями на систему автоматизации.
 - 4.2. Запроектировать управляемый промышленный коммутатор Cisco Systems и разместить его в существующем шкафу автоматизации БКНС4а.
5. Система сбора данных телемеханики ТВО-4а.
 - 5.1. Предусмотреть проектом организацию канала передачи данных от проектируемой станции связи телемеханизации установки ТВО-4а до существующей сети передачи данных системы ППД (в соответствии с техническими условиями на систему автоматизации от УАПП).
 - 5.2. Запроектировать радиоканал передачи данных от ТВО-4а до существующей базовой станции БШД телемеханики системы ППД (расположена на промбазе «Вятка», контейнер связи, РБ-45,5).
 - 5.3. Для передачи информации предусмотреть радиомост Ubiquiti NanoBeam M5 с направленной антенной 16 Дб. Антенну разместить на проектируемой трубостойке, высоту подвеса определить проектом.
 - 5.4. Оборудование связи разместить в шкафу станции телемеханизации установки ТВО-4а Вятской площади Арланского н.м.
6. Электроснабжение, защитное заземление и грозозащита.
 - 6.1. Определить проектом электроснабжение оборудования связи. Предусмотреть установку источников бесперебойного питания фирмы APC с платами управления (SNMP/WEB).
 - 6.2. Обеспечить защитное заземление оборудования связи. Заземление должно соответствовать ГОСТ 464-79 «Заземления для стационарных установок проводной связи, радиорелейных станций, радиотрансляционных узлов и антенных систем коллективного приема телевидения».
7. Проект согласовать с УИТ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Начальник УИТ



А.В. Алемасов

ТУ разработана:
Инженер связи УИТЦамалков А.П. тел. 911-705

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

34

Формат

Приложение Б4

Технические условия на систему автоматизации для выполнения проектных работ на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова


Ш.Р. Габидуллин
« 14 » 08 2018г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на систему автоматизации
для выполнения проектных работ на объект
ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Наименование разделов документации	1.1. Автоматизация комплексная.
2.	Краткая характеристика объекта	2.1. Объектами автоматизации являются дополнительный блок с насосом ЦНС-240 на БКНС-4а и ТВО-4а, расположенные на Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
3.	Общие требования	3.1. Проектная документация на систему автоматизации (СА) должна быть выполнена в соответствии с действующими Нормами и Правилами проектирования СА и с учетом характеристик и функциональных возможностей современных технических средств. 3.2. СА выполнить на базе микропроцессорных контроллеров и локальных средств автоматизации. 3.3. СА в части программного обеспечения (ПО) должна быть построена с использованием стандартных лицензионных программных средств. 3.4. Предусмотреть централизованный контроль технологического процесса. 3.5. Средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ, должны иметь сертификат об утверждении типа средства измерения и методику поверки.
4.	Объем проектирования	4.1. Предусмотреть контроль работы технологического оборудования БКНС-4а (дополнительный блок) и ТВО-4а с выводом информации на существующий АРМ АСУТП ПИД КНС и АРМ ТВО п.б. Вятка ИГДУ-1.
5.	Требования к функциям системы автоматизации	5.1. Система автоматизации (СА) БКНС и ТВО должна обеспечивать: <ul style="list-style-type: none"> • контроль работы технологических объектов; • передачу информации в диспетчерскую. 5.2. Контроль и управление работой следующих технологических объектов: 5.2.1. БКНС: <ul style="list-style-type: none"> • параметры контроля работы оборудования БКНС определить в рамках заводской поставки установки, включающей систему автоматизации БКНС; • система пожарно-охранной сигнализации помещения БКНС. 5.2.2. Трубный водоотделитель (ТВО): <ul style="list-style-type: none"> • измерение давления; • телеизмерение давления; • телеизмерение межфазного уровня «нефть – вода» (температура); • автоматическое регулирование межфазного уровня «нефть – вода»; • телесигнализация загазованности (20%, 50% НКПВ); • световая и звуковая сигнализация загазованности; • система пожарной сигнализации помещения БА ТВО (на базе оборудования НПФ «Болид»).

Лист 1 из 3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

35

Формат

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>5.2.3. Фильтр-осадитель:</p> <ul style="list-style-type: none"> • телесигнализация наличия фильтрата в фильтр-осадителе; • автоматический сброс фильтрата с фильтр-осадителя в нефтесбор. <p>5.2.4. Дренажная емкость (при наличии):</p> <ul style="list-style-type: none"> • телесигнализация верхнего и нижнего уровня. <p>5.2.5. Насосный агрегат дренажной (подземной) емкости (при наличии):</p> <ul style="list-style-type: none"> • телесигнализация состояния насосного агрегата (работа /останов); • защита насосного агрегата по давлению на выкиде насосного агрегата (с помощью ЭКМ); • блокировка включения и отключение насосного агрегата при сработке концевого защитного кожуха муфты насоса; • управление насосным агрегатом по месту (пуск / стоп) (местный режим управления); • телеуправление насосным агрегатом (пуск / стоп) (дистанционный режим управления); • автоматический пуск (стоп) при верхнем (нижнем) уровне в емкости; • телесигнализация режима управления (местный/дистанционный). <p>5.2.6. Трубопроводы, узлы задвижек, блоки теребенков:</p> <ul style="list-style-type: none"> • измерение давления по месту (точки установки манометров определить проектом). <p>5.3. Передача информации.</p> <p>5.3.1. Передачу информации от системы автоматизации БКНС выполнить через существующий шкаф автоматизации (ОСК) БКНС-4а, по существующему каналу связи.</p> <p>5.3.2. Передачу информации от системы автоматизации ТВО выполнить по сети Ethernet, по техническим условиям УИТ.</p> <p>5.4. Вывод информации на ДП.</p> <p>5.4.1. Доработку программного обеспечения АРМ АСУТП ППД КНС, АРМ ТВО и контроллера шкафа автоматизации (шкаф ОСК) БКНС-4а выполнить на этапе пусконаладочных работ. Разработку программного обеспечения контроллера шкафа автоматизации ТВО выполнить на этапе пусконаладочных работ.</p>
6.	Требования к размещению компонентов системы автоматизации	<p>6.1. Компонентные решения СА должны обеспечивать непрерывную работоспособность СА на каждом этапе строительства объектов.</p> <p>6.2. Размещение компонентов СА должно обеспечивать рациональное расположение на объекте элементов СА, безопасное обслуживание и управление.</p> <p>6.3. Элементы управления исполнительными механизмами монтировать в непосредственной близости от самих механизмов.</p> <p>6.4. Первичные преобразователи сигнализаторов уровня монтировать на емкости в предусмотренный для этих целей штупер.</p> <p>6.5. Манометры и датчики давления монтировать с применением запорно-разрядных устройств.</p> <p>6.6. Проектируемую станцию управления насосным агрегатом (шкаф СУНА) БКНС разместить в существующем аппаратном отсеке БКНС-4а.</p> <p>6.7. Шкаф автоматизации ТВО разместить в помещении проектируемого блока автоматизации ТВО.</p>
7.	Основные технические решения, приборы и оборудование системы автоматизации	<p>7.1. СА БКНС, входящая в заводскую поставку, должна поставляться по опросному листу в максимальной заводской и монтажной готовности;</p> <p>7.2. Станцию управления насосным агрегатом (шкаф СУНА) проектируемого БКНС выполнить на базе контроллера «БКНС-3» (НПО «Интротест»);</p> <p>7.3. В качестве шкафа автоматизации (шкаф ОСК) проектируемого БКНС использовать существующий шкаф автоматизации (шкаф ОСК) БКНС-4а;</p> <p>7.4. В качестве приборов контроля расхода использовать расходомеры ДРС.МИ (ООО «Комплектсервис»);</p> <p>7.5. В качестве приборов сигнализации давления использовать манометры избыточного давления сигнализирующие взрывозащищенные ДМ2005С1Ех (ОАО «Манотомь», г. Томск).</p> <p>7.6. В качестве приборов контроля давления использовать датчики давления АИР (ЗАО «Элемер»).</p>

Лист 2 из 3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

36

Формат

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
		<p>7.7. В качестве приборов сигнализации аварийных уровней использовать сигнализаторы уровня типа СУР (ЗАО «Альбатрос», г. Москва).</p> <p>7.8. В качестве прибора измерения уровня в емкостях использовать датчик уровня ультразвуковой ДУУ4МА в комплекте с вторичным прибором БСД4 (производитель ЗАО «Альбатрос», г. Москва).</p> <p>7.9. В качестве запорно-разрядных устройств использовать вентили манометрические ВМ5х35 (ООО ПКФ «Техновек», г. Воткинск).</p> <p>7.10. В качестве приборов для автоматического непрерывного контроля дозрывоопасных концентраций использовать сигнализатор горючих газов СГМ Эрис-110 (г. Чайковский).</p> <p>7.11. В качестве электроприводов запорной арматуры использовать электроприводы со встроенным блоком управления типа КИМ2 (ОАО «АБС Автоматизация»).</p> <p>7.12. Приборы, оборудование и их производители могут быть изменены на стадии разработки документации по согласованию с Заказчиком.</p>
8.	Требования к прокладке кабельных трасс системы автоматизации	<p>8.1. В качестве контрольных применять кабели КВВГЭ с медными жилами в общем экране.</p> <p>8.2. Аналоговые сигналы должны передаваться отдельным от цепей управления и сигнализации кабелем.</p> <p>8.3. Прокладку силовых и контрольных кабелей в шкафах и на кабельных эстакадах осуществлять раздельно.</p> <p>8.4. Для кабельных трасс, прокладываемых на эстакадах, использовать лотки перфорированные оцинкованные.</p> <p>8.5. При прокладке кабеля в лотках, переход кабеля к приборам КИПиА предусмотреть в трубной разводке с переходом в металлорукав в ПВХ изоляции.</p> <p>8.6. При прокладке кабеля в земле, выход кабеля на поверхность (к приборам КИПиА) предусмотреть в трубной разводке с переходом в металлорукав в ПВХ изоляции.</p>
9.	Требования к составу, формату, объему выпуска проектной документации и оформлению проекта	9.1. Проектную документацию в части системы автоматизации выполнить в объеме, предусмотренном постановлением РФ № 87 от 16 февраля 2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
10.	Дополнительные требования	10.1. При дополнении технологической схемы оборудованием, не учтенным данными техническими условиями, требования к функциям системы автоматизации уточнить у Заказчика.

Начальник УАПП

Ю.Е. Кулишкин

Составили:

Заместитель начальника УАПП:

С.В. Ветошкин

Ведущий инженер по АСУП УАПП:

А.Н. Игнатьев

Лист 3 из 3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

37

Формат

Приложение Б5.


Технические условия на средства охраны для выполнения проектной документации на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

 Ш.Р. Габидуллин
 « 10 » 08 2018г.

Технические условия
 на средства охраны
 для выполнения проектной документации на объект ПД
 «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
 Расширение БКНС-4а, ТВО-4а».

1. Разработать проектно-сметную документацию в соответствии с действующими нормами и правилами.
2. Ограждение периметра.
 - 2.1. Предусмотреть проектом ограждение по периметру ТВО-4а БКНС-4а Арланского н/м высотой не менее 2,5м.
 - 2.2. Тип ограждения - секционный металлический оцинкованный забор с полимерным покрытием заводского изготовления (цвет RAL-6005).
 - 2.3. Предусмотреть проектом установку спецсредства «Егоза» по верху ограждения.
 - 2.4. На всех въездах на территорию предусмотреть распашные ворота с механическими запорными устройствами.
3. Охранное освещение.
 - 3.1. Предусмотреть проектом охранное освещение периметра.
4. Проект согласовать с УБ.


 Заместитель генерального директора по безопасности
 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова


 Н.Л. Федоров

СОГЛАСОВАНО
 Генеральный директор
 ООО «ЧОП «Нефтяник»

 С.А. Трефилов
 « » 2018 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

38

Формат

Приложение Б6

Технические условия на передачу данных СМИС для выполнения проектных работ на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

 Ш.Р. Габидуллин
 «17» 05 2019 г.

Технические условия
 на передачу данных СМИС для выполнения проектных работ на объект
 ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
 Расширение БКНС-4а. ТВО-4а».

1. Разработать проектно-сметную документацию в соответствии с действующими нормами и правилами.
 - 1.1. В документацию включить.
 - 1.1.1. Ситуационный план местности с расположением существующих и проектируемых объектов.
 - 1.1.2. Схему структурную сети передачи данных СМИС до ЕДДС муниципального образования «Каракулинский район».
2. Передача данных СМИС.
 - 2.1. Определить проектом место размещения сервера СМИС на производственной базе НГДУ-1 «Вятка».
 - 2.2. Передачу необходимой информации с сервера телемеханики АСУТП на сервер СМИС выполнить по локальной вычислительной сети.
 - 2.3. Предусмотреть проектом следующие каналы передачи данных:
 - 2.3.1. От сервера СМИС производственной базы НГДУ-1 «Вятка» до г. Ижевск, ул. Пастухова, 100 по корпоративной сети передачи данных.
 - 2.3.2. От г. Ижевск, ул. Пастухова, 100 до ЕДДС муниципального образования «Каракулинский район» по каналу передачи данных согласно ТУ ПАО «Ростелеком».
3. Проект согласовать с УИТ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Начальник УИТ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



А.В. Алемасов

Ушаков Дмитрий Михайлович
 (3412)911-725

1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

39

Формат

Приложение Б7

Технические условия на утилизацию сточных вод по объекту: «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Ш.Р. Габидуллин
« 02 » 02 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на утилизацию сточных вод по объекту:

«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

1. Сбор дождевых и производственных стоков в период эксплуатации предусмотреть в накопительные емкости с дальнейшим вывозом на очистные сооружения УПН Юськинского нефтяного месторождения АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, с последующей закачкой в систему ППД.
2. Вывоз воды в период строительства после промывки и испытания трубопроводов предусмотреть на очистные сооружения УПН Юськинского нефтяного месторождения АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, с последующей закачкой в систему ППД.

Начальник УДНГ



Г.Г. Кузьмин

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

40

Приложение Б8

Технические условия на электроснабжение для выполнения проектных работ на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

43-85/10-18
04.10.2018г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова
Ш.Р. Габидуллин
«4» / 10 / 2018г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на электроснабжение для выполнения проектных работ на объект РД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а, ТВО-4а»

1. БКНС-4а

- 1.1. Для подключения электроприемников дополнительного насосного блока БКНС-4а запроектировать расширение существующего КРУН-6кВ (диспетчерское наименование – РП-6 кВ «БКНС-4а»).
- 1.2. Применить в качестве отходящих ячеек имеющиеся в наличии 3 отходящие ячейки с кабельным выводом К-59Н-АЭ КРУ-6кВ производства ООО «НПФ «Альянс-Электро» г. Санкт-Петербург. Предусмотреть корректировки в схемах вторичных соединений отходящих ячеек.
- 1.3. Место установки дополнительных ячеек РП-6 кВ «БКНС-4а» определить проектом.
- 1.4. Применить защиту с микропроцессорными устройствами типа Мисом Р123, дуговой защитой «Дуга-О».
- 1.5. Выполнить расчет уставок защит проектируемых ячеек РП-6 кВ «БКНС-4а», существующих вводных и секционной ячейки РП-6 кВ «БКНС-4а», а также РЗиА ПС 35/6 кВ «Ветлянка».
- 1.6. В проектируемых ячейках РП-6 кВ предусмотреть систему телесигнализации, телеуправления и телеизмерения данные включить в существующую систему диспетчерского телеуправления АСДТУ/АСТУЭ МИР-1. Состав оборудования и перечень передаваемых сигналов согласовать на стадии проектирования.
- 1.7. Проектом предусмотреть пуск электродвигателя насосного агрегата через устройство плавного пуска высоковольтных электродвигателей УБПВД.
- 1.8. Место УБПВД определить проектом.
- 1.9. Электроснабжение высоковольтных электродвигателей выполнить с использованием силовых кабелей. Тип и способ прокладки определить проектом.
- 1.10. Электроснабжение электроприемников дополнительного насосного блока БКНС-4а на напряжение 0,4 кВ запроектировать от существующих КТПП-6/0,4 кВ и НКУ «БКНС-4а». Точки подключения, тип и способ прокладки кабелей определить проектом.
- 1.11. Выполнить расчет потерь напряжения и режимы на отходящих ЛЭП-6 кВ ПС Ветлянка, при нормальном режиме и при пуске электродвигателя насосного агрегата БКНС.
- 1.12. По результатам расчетов, при необходимости, предусмотреть мероприятия по поддержанию уровня напряжения в пределах нормально допустимых значений у конечных электроприемников.
- 1.13. В проектируемых ячейках предусмотреть группу учета электроэнергии. Обеспечить передачу информации об электропотреблении в существующую базу данных АСКУЭ с проектируемых отходящих ячеек РП-6 кВ «БКНС-4а».
- 1.14. Предусмотреть перевод нагрузок Ф-1 ПС 35/6 кВ «Ветлянка» на резервную ячейку №16 КРУН-6 кВ ПС 35/6 кВ «Биектау». Выход с КРУН-6 кВ ПС 35/6 кВ «Биектау» кабельный.
- 1.15. Выполнить расчет уставок защит существующей ячейки №16 КРУН-6кВ ПС 35/6 кВ «Биектау».

1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	
Код	
Лист	
№	
Подп.	
Дата	

D050210150000-3-ПЗ

Лист

41

Формат

2. ТВО-4а

2.1. Электроснабжение электроприемников ТВО-4а выполнить от вновь проектируемой КТП-6/0,4 кВ.

2.2. Электроснабжение вновь проектируемой КТП-6/0,4 кВ выполнить от ВЛ-6кВ ф№1 ПС Ветлянка.

2.3. Для подключения электроприемников ТВО-4а запроектировать электрощитовую с ВРУ-0,4 кВ в блочно-модульном исполнении:

2.3.1 место установки определить проектом;

2.3.2 предусмотреть освещение, отопление и вентиляцию в помещении электрощитовой;

2.3.3 на вводе ВРУ-0,4 кВ предусмотреть группу учета электроэнергии 0,4 кВ;

2.3.4 тип автоматических выключателей и пускорегулирующей аппаратуры, степень защиты электрооборудования определить проектом.

2.4. Подключение проектируемого ВРУ-0,4 кВ и электроприемников выполнить кабельными линиями по существующим и проектируемым кабельным эстакадам. Сечение и марку кабелей, трассу прокладки определить проектом.

2.5. Проектом предусмотреть систему местного освещения площадок обслуживания. Применить взрывозащищенные светильники светодиодного типа. Тип взрывозащиты светильников определить проектом. Место и высоту установки светильников определить проектом, принимая во внимание возможность технического обслуживания светильников без использования лестниц, подставок.

2.6. Предусмотреть наружное освещение и молниезащиту.

2.7. Выполнить защитное заземление в соответствии с требованиями ПУЭ. Принять систему TN-C-S.

3. Общие требования

3.1. Требования к проектируемым ВЛ-6кВ;

- трассы определить актом выбора;
- точки подключения определить проектом;
- присоединения выполнить через разъединители;
- опоры применить железобетонные с изгибающим моментом не менее $50кН*м$. Изоляцию применить на напряжение 20кВ. Расстояние между опорами не более 50м;
- применить неизолированный провод. Сечение провода определить на стадии проектирования, но не менее 70 мм²;
- предусмотреть мероприятия по защите птиц;
- разъединители применить типа РЛК с использованием в подвижных токоведущих ножках в качестве гибкой связи шины плетеной луженой гибкой;

3.2. Молниезащиту, защиту от прямых ударов молний, внешних и внутренних перенапряжений электрооборудования и электрических сетей выполнить согласно требованиям НТД.

3.3. Предусмотреть компенсацию реактивной мощности до значения $tg \varphi \leq 0,2$.

3.4. Автоматические выключатели на присоединениях применить с возможностью регулировки уставок по току.

3.5. Проектом определить категорию надежности электроснабжения вновь проектируемых электропринимающих устройств.

3.6. Проектом определить и в случае необходимости выполнить комплекс технических мероприятий, исключающих возможность отклонения нормируемых показателей качества электроэнергии соответствующих требованиям ГОСТ 32144-2013 во всех нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.

3.7. Принятые проектные решения согласовать на стадии проектирования.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

42

- 3.8. При проектировании применить энергоэффективное оборудование. Тип, марку проектируемого оборудования согласовать с УЭ АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Срок службы проектируемого электрооборудования должен составлять не менее 20 лет.
- 3.9. Рабочую документацию выполнить согласно действующим нормам и правилам.
- 3.10. В сметный расчет включить монтажные и пуско-наладочные работы электрооборудования, учета электроэнергии.

Начальник УЭ

А.Н. Хаустов

Начальник ЭО УЭ

С.В. Коткин

Согласовано:
Начальник Управления реализации энергетических проектов АО «Нефтяная компания «Нефтиса»

_____ А.А. Веснин

« ___ » _____ 2018г.

Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

43

Приложение Б9
Технические условия на пересечение и сближение с проектируемыми коммуникациями кабеля связи ПАО «Ростелеком»



Публичное акционерное общество «Ростелеком»

МАКРОРЕГИОНАЛЬНЫЙ ФИЛИАЛ «ВОЛГА»

ФИЛИАЛ В УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ

ул. Пушкинская, д. 278, г. Ижевск,
 Удмуртская Республика, Россия, 426008,
 тел.: 8 (3412) 459-202, Факс: 8 (3412) 459-459
 e-mail: office_ud@volga.rt.ru, web: www.udmurliya.rt.ru

27.02.2020 № 6604/17/27/20

На №

от

Технические условия

Главному инженеру директора

ООО «Трансэнергострой»

В.А. Клиникову

Выданы: ООО «Трансэнергострой», 115114, г. Москва, ул. Дербеневская наб., 7, стр. 10, комната 311, тел. +7 495 287-88-72, e-mail: info@transenergostroy.ru, на основании запроса № 104-20 от 19.02.2020 г. о выдаче технических условий на пересечение коммуникациями (нефтепровод, водопровод, ВЛЭП-6 кВ) кабеля связи ПАО «Ростелеком», по объекту: «Обустройство площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а».

Заказчик: АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, 426004, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100, т. +7 341-291-17-30, факс +7 341-266-60-25, E-mail: belkamneft@belkam.com.

Характер работ: Пересечение и сближение с проектируемыми коммуникациями кабеля связи ПАО «Ростелеком» в рамках проекта по объекту: «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а».

Линейные сооружения филиала ПАО «Ростелеком» в Удмуртской Республике в зоне пересечений:

Кабель КСПП 1x4x0,9, МСС с. Каракулино – д. Боярка (пересечение №1, 2, 3, 4), а также все кабели и сооружения связи, попадающие в зону выполнения работ на момент их выполнения.

Филиал в Удмуртской Республике ПАО «Ростелеком» согласовывает проектирование вышеупомянутых работ при выполнении следующих условий:

1. Разработать проектно-сметную документацию организацией, имеющей лицензию на этот вид деятельности, которая должна соответствовать действующим ВНТП, СНиП, Правилам охраны линий и сооружений связи Российской Федерации и иным нормативно-техническим документам.
2. Проектно-изыскательские работы, связанные с выбором трассы проектируемых коммуникаций на местности, с целью точного определения кабеля связи в местах проектируемых работ, производить в присутствии представителя Линейно-технического

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

44

Формат

залегания в местах проектируемых работ, (с. Каракулино, ул. 60 лет Октября, 8, тел. +7 341-323-11-90; +7 341 323-13-90; факс +7 341 323-11-65).

3. Пересечение нефтепровода, водопровода (далее, просто трубопроводов) и ВЛЭП-6 кВ с кабелем связи, запроектировать под углом близким к 90° (но не менее 60°).

4. При пересечении открытым способом, прокладку трубопроводов выполнить ниже кабеля связи не менее чем на 0,5 метра, Рис.1 (размер А). Кабель связи защитить полиэтиленовыми разборными трубами, типа СТР30-110-КО5-3 или цельной толстостенной полиэтиленовой трубой, диаметром не менее, чем 63 мм. Труба должна быть такой длины, чтобы ее концы выступали за края траншеи не менее чем на 2 метра с каждой стороны (размер В). При входе в трубу и выходе из нее на другом конце пересечения, на длине 5-7 см, кабель следует плотно обмотать кабельной лентой или пряжей во избежание крутых изгибов у краев трубы вследствие возможной осадки грунта. В местах входа кабеля в трубу и выхода из нее, грунт должен быть плотно подбит под кабель. Зазоры между обмотанным кабелем и трубой следует тщательно заделать замазкой.

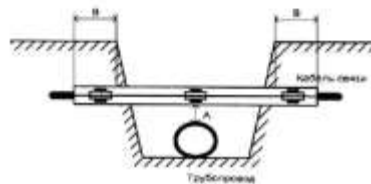


Рис.1.

Засыпку траншеи выполнить песком слоями по 0,1 метра с увлажнением и трамбовкой каждого слоя вручную до уровня на 0,3 метра выше действующего кабеля связи.

Над кабелем связи проложить сигнальную ленту, заложить маркеры, обозначить типовым предупредительным знаком.

5. При пересечении методом горизонтально направленного бурения (ГНБ), трубопроводы расположить ниже кабеля связи не менее чем на 2 метра по вертикали. Точки входа и выхода расположить на расстоянии не менее чем 15 метров от оси кабеля.

6. Параллельное следование трубопроводов с кабелями связи выполнить на расстоянии не менее 2 метров от оси кабеля связи плюс охранная трубопровода.

7. При пересечении кабеля связи ВЛЭП-6 кВ, обеспечить расстояние от кабеля связи до заземлителя ближайшей опоры ВЛЭП -6 кВ, не менее 10м.

8. Земляные работы в охранной зоне сооружений связи запроектировать ручным способом в присутствии представителя Линейно-технического участка с. Каракулино.

9. При устройстве временных подъездов, проездов и объездов, через охранные зоны кабелей связи ПАО «Ростелеком», сделать отсыпку и твердое покрытие, для прохождения тяжелой строительной и другой техники (ж/б плиты, дорожные перекрытия).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

45

Формат

- 10. При проведении работ не складировать грунт и строительные материалы, не устраивать стоянки автотранспорта, тракторов и механизмов вблизи (по 25 метров с обеих сторон) и в пределах охранных зон (по 2 метра с каждой стороны) кабелей и линий связи филиала в УР ПАО «Ростелеком».
- 11. На рабочих чертежах, в местах сближений и пересечений с кабелем связи, нанести надписи: «ВНИМАНИЕ! Кабель связи ПАО «Ростелеком» филиал в Удмуртской республике. Без представителя ПАО «Ростелеком» работы не производить».
- 12. Рабочий проект или рабочие чертежи в масштабе 1:500 согласовать с Межрайонным центром технической эксплуатации телекоммуникаций (МЦТЭТ) г. Сарапул, по адресу: (г. Сарапул, ул. Пугачева, 78, тел. +7 341 473-49-53, ф. +7 341 473-45-50).
- 13. До начала земляных работ представителю генподрядной организации подготовить и предоставить в МЦТЭТ г. Сарапул документы о сохранности кабеля связи (приказ о назначении ответственного лица за производство работ, справку о планах работ, списки производителей земляных работ, структуру предприятия, ордер на производство земляных работ, приказ о сохранности кабельных линий связи).
- 14. Настоящие технические условия не могут служить основанием для начала производства земляных работ в охранный зоне и вблизи кабелей ПАО «Ростелеком». **Заказчик или подрядчик строительства обязан получить письменное согласование на производство земляных работ в МЦТЭТ г. Сарапул, ПАО «Ростелеком».**
- 15. При изменении характера и места производства работ данные условия считаются недействительными.
Технические условия действительны в течение 3 лет со дня выдачи.

Заместитель директора филиала-
технический директор



В.В. Васильев

Технические условия получил представитель

_____ (наименование организации)

_____ (должность, фамилия)

_____ (подпись)

А.А. Крикошев
+7 341 474-44-84

Взам. инв. №
Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Приложение В

Дополнение №1 к заданию на проектирование №3 объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а.ТВО-4а»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



Дополнение № 1 к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ №3

объекта ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
Расширение БКНС-4а. ТВО-4а»

<p>11. Состав задания</p>	<p>Пункты 11.3, 11.4. читать в редакции:</p> <p>11.3. Запроектировать реконструкцию нефтепроводов (приложение 1):</p> <ul style="list-style-type: none"> - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$6» инв. № 301190059 (от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 219x8 (L≈350 м); - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8» инв. № 301190056 (от куста №31 до узла задвижек в районе КНС-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 273x8 (L≈2900 м); - «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10» инв. № 301190022 (от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до точки врезки в «Нефтепровод от ТВ В КОЛ.ВЫК. 13 до ТВО-4» инв. № 2200000481 в районе ТВО-4). Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 325x8 (L≈1245 м); - подключение реконструируемых нефтепроводов предусмотреть через узлы подключения; - переход нефтепровода через лесополосу и автодорогу выполнить при помощи ГНБ – 1 переход. <p>11.4. Запроектировать высоконапорные водоводы с противокоррозионной защитой внутренней поверхности «HEMPADUR 85671» (приложение 1):</p> <ul style="list-style-type: none"> - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до отсекающей задвижки на границе куста №30. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9 (L≈4200 м); - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до отсекающей задвижки на границе куста №27. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 114x9 (L≈1300 м); - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до отсекающей задвижки на границе куста №20. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168x11 (L≈700 м); - водовод от узла задвижек на БКНС-4а до точки врезки в подводящий водовод «КНС-4 до скважины №6729 куста №74» инв. №301201855, №0001110070. Диаметр и толщину стенки определить расчетом, но не менее 168x11 (L≈600 м);
----------------------------------	--

Инициалы Н.В. Чичков

Взам. инв. №	Подп. и дата
--------------	--------------

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

D050210150000-3-ПЗ

Лист

47

Формат

Лист согласований
к Дополнению №2 задания на проектирование объекта
«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение
БКНС-4а. ТВО-4а»

Главный инженер
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Ш.Р. Габидуллин

Заместитель генерального директора
по безопасности
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Н.Л. Федоров

Начальник УДНГ
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Г.Г. Кузьмин

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Приложение Г1
Градостроительный план земельного участка 981

Подготовлено с использованием системы КонструкторПлан

УТВЕРЖДЕНА
приказом Министерства строительства
и жилищно-коммунального хозяйства
Российской Федерации
от 25 апреля 2017 г. № 741/пр
(в ред. Приказа Минстроев России
от 27.02.2020 № 94/пр)

Форма градостроительного плана земельного участка

Градостроительный план земельного участка
№
R U - 1 8 - 4 - 1 1 - 8 - 0 1 - 2 0 2 0 - 0 9 8 1

Градостроительный план земельного участка подготовлен на основании
Заявления АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова от 17.12.2020 года №б/н (Адрес: 426004,
Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100)
(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
Удмуртская Республика
(субъект Российской Федерации)

Каракулинский район
(муниципальный район или городской округ)

муниципальное образование «Боярское», Арланское нефтяное месторождение
(поселение)

Описание границ земельного участка (образуемого земельного участка):

Обозначение (номер) характерной точки	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости	
	X	Y
Координаты земельного участка 18:11:051001:1650		
Площадка БОВ занимает площадь равную : 436 м2		
1	121253.94	178619,13
2	121254.22	178617,21
3	121251.76	178613.06
4	121238.06	178611,54
5	121233.93	178614,54
6	121233.78	178616,04
Площадка БКНС-4а занимает площадь равную :732 м2		
1	121298.42	178628,42
2	121301,01	178633,51
3	121304,61	178633,56
4	121305,72	178636,65
5	121308,40	178650,85

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

49

Формат

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

6	121308.67	178655.86
7	121321.29	178655.36
8	121322.75	178654.30
9	121324.05	178636.01
10	121327.04	178630.49
11	121329.40	178627.78
12	121331.33	178626.40

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
18:11:051001:1650

Площадь земельного участка
Площадка БОВ - 436 м²
Площадка БКНС-4а - 732 м²

Информация о расположенных в границах земельного участка объектах капитального строительства «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а»

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

(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 Главой муниципального образования «Каракулинский район»

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

(подпись)

С.Н. Руснов

(расшифровка подписи)

Дата выдачи

23.12.2020 года

(ДДММ.ГГГГ)

1. Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка

Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка разработан(ы) на топографической основе и масштабе 1: 1:500, выполненной АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова 12.2020г
(дата, наименование организации, подготовившей топографическую основу)

Взам. инв. №

Подп. и дата

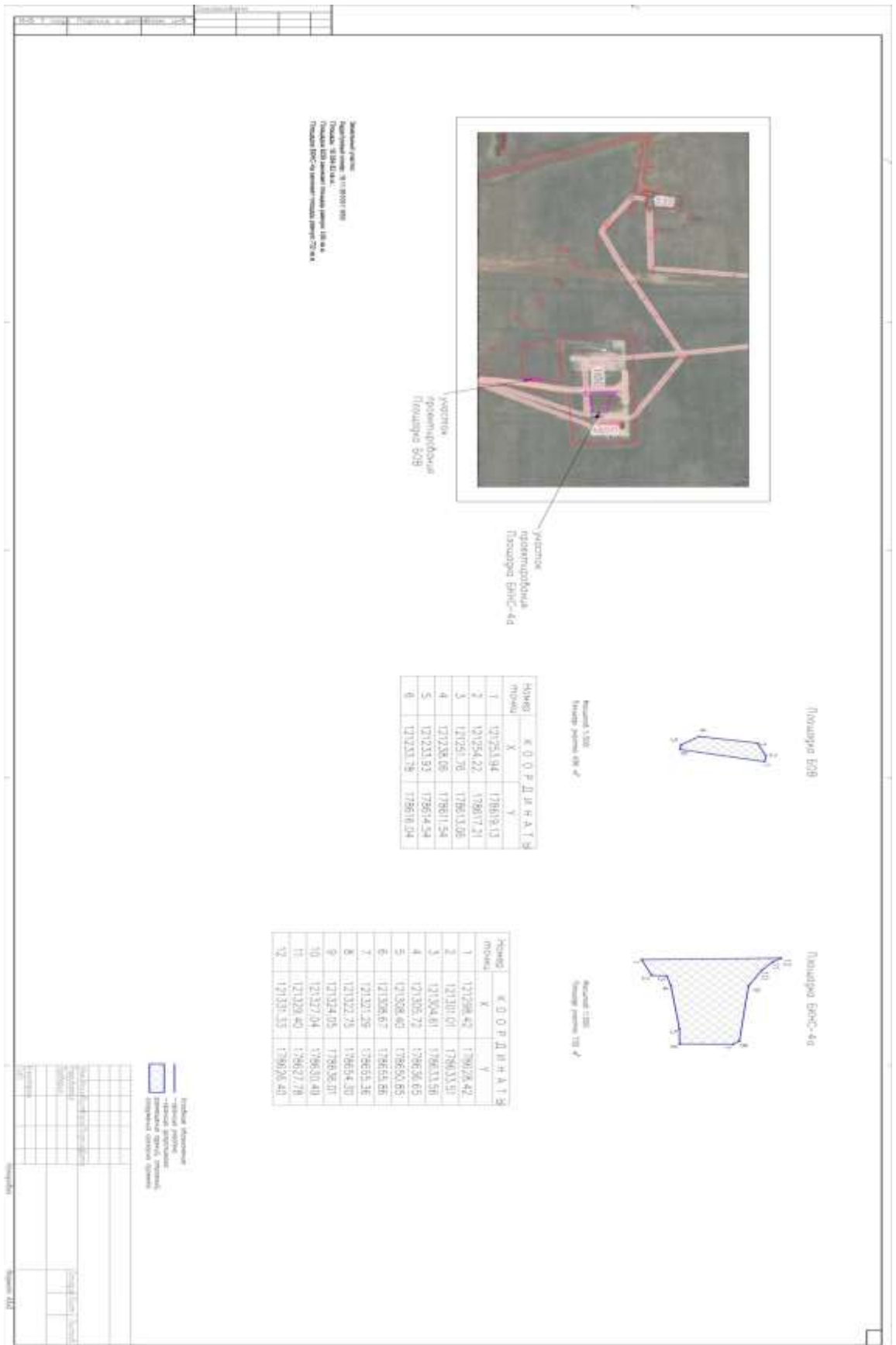
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

50

Формат



Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка разработан(ы)
АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова 12.2020г

(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 земельного участка установлен в составе правил землепользования и застройки МО «Боярское»

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
Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1

Градостроительный регламент не устанавливается

2.2. Информация о видах разрешенного использования земельного участка

основные виды разрешенного использования земельного участка:

Градостроительный регламент не устанавливается

условно разрешенные виды использования земельного участка:

Градостроительный регламент не устанавливается

вспомогательные виды разрешенного использования земельного участка:

Градостроительный регламент не устанавливается

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 пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений	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	Требования к архитектурным решениям объектов капитального строительства, расположенным в границах территории исторического поселения федерального или регионального значения	Иные показатели	
1	2	3						4
Длина, м	Ширина, м	Площадь, м ² или га						
-	-	-	-	-	-	-	-	-

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	Реквизиты акта, регулирующего использо-	Требования к использованию земельного	Требования к параметрам объекта капитального строительства	Требования к размещению объектов капитального строительства

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

52

Формат

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

земельного участка, на котором действие градостроительного регламента не распространяется или для которого градостроительный регламент не устанавливается	наименование земельного участка	участка	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
			-	-	-	-	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Лист

Д050210150000-3-ПЗ

53

Изм. Код. Лист. № Подп. Дата

Формат

Подготовлено с использованием сервиса Контур.Эксперт

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

Причины отнесения земельного участка к виду земельного участка для которого градостроительный план земельного участка не устанавливается	Результаты утверждения об особо охраняемой природной территории	Результаты утверждения документации и по планировке территории	Зонирование особо охраняемой природной территории (да/нет)				Требования к параметрам объекта капитального строительства		Требования к размещению объектов капитального строительства	
			Функциональная зона	Виды разрешенного использования участка	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	Иные требования к параметрам объекта капитального строительства
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

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

3.1. Объекты капитального строительства

№ Не имеется / Не имеется
 (согласно чертежу(ам) градостроительного плана) (назначение объекта капитального строительства, этажность, высота, общая площадь, площадь застройки)
 инвентаризационный или кадастровый номер _____

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

№ Не имеется / Не имеется
 (согласно чертежу(ам) градостроительного плана) (назначение объекта культурного наследия, общая площадь, площадь застройки)

(наименование органа государственной власти, принявшего решение о включении выказанного объекта культурного наследия в реестр, реквизиты этого решения)
 регистрационный номер в реестре Не имеется от Не имеется (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:

Информация о расчетных показателях минимально допустимого уровня обеспеченности территории								
Объекты коммунальной инфраструктуры			Объекты транспортной инфраструктуры			Объекты социальной инфраструктуры		
Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель
1	2	3	4	5	6	7	8	9
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Информация о расчетных показателях максимально допустимого уровня территориальной доступности								
Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель
1	2	3	4	5	6	7	8	9
-	-	-	-	-	-	-	-	-

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:

Наименование зон с особыми условиями использования территории с указанием объекта, в отношении которого установлена такая зона	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости		
	Обозначение (номер) характерной точки	X	Y
1	2	3	4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

--	--	--	--

7. Информация о границах публичных сервитутов _____

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

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

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 _____ информация отсутствует

10. Реквизиты нормативных правовых актов субъекта Российской Федерации, муниципальных правовых актов, устанавливающих требования к благоустройству территории _____ информация отсутствует

11. Информация о красных линиях: _____ информация отсутствует

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

Приложение (в случае, указанном в части 3.1 статьи 57.3 Градостроительного кодекса Российской Федерации)

Взам. инв. №	Подп. и дата				

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Приложение Г2
Градостроительный план земельного участка 982

Подготовлено с использованием системы **ЭкспертПлан**

УТВЕРЖДЕНА
приказом Министерства строительства
и жилищно-коммунального хозяйства
Российской Федерации
от 25 апреля 2017 г. № 741/пр
(в ред. Приказа Министров России
от 27.02.2020 № 94/пр)

Форма градостроительного плана земельного участка

Градостроительный план земельного участка
№
R U - 1 8 - 4 - 1 1 - 8 - 0 1 - 2 0 2 0 - 0 9 8 2

Градостроительный план земельного участка подготовлен на основании
Заявления АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова от 17.12.2020 года №б/н (Адрес: 426004,
Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100)
(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 наименования заявителя – юридического лица о выдаче градостроительного плана земельного участка)

Местонахождение земельного участка
Удмуртская Республика
(субъект Российской Федерации)

Каракуллинский район
(муниципальный район или городской округ)

муниципальное образование «Боярское», Арланское нефтяное месторождение
(поселение)

Описание границ земельного участка (образуемого земельного участка):

Обозначение (номер) характерной точки	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости	
	X	Y
Координаты земельного участка 18:11:051001:1702		
Площадка БОВ занимает площадь равную: 1592 м2		
1	121251.76	178613.06
2	121251.17	178609.97
3	121253.96	178598.62
4	121276.60	178597.81
5	121274.30	178555.67
6	121230.44	178557.70
7	121232.26	178599.83
8	121242.06	178599.38
9	121239.34	178609.30
10	121238.06	178611.54
Площадка ТВО-4а занимает площадь равную :3127 м2		
1	121956.97	178542.15

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

57

Формат

Подготовлено с использованием системы Контур.Справочник

2	121956.40	178540.25
3	121946.07	178536.61
4	121942.64	178532.31
5	121935.57	178513.21
6	121926.24	178481.63
7	121925.44	178471.95
8	121927.47	178467.08
9	121933.97	178462.55
10	121942.90	178485.73
11	121992.77	178465.42
12	121973.25	178421.08
13	121923.90	178440.66
14	121930.43	178454.64
15	121923.68	178457.11
16	121913.95	178454.25
17	121905.55	178445.03
18	121899.92	178449.98
19	121910.85	178462.47
20	121915.77	178471.97
21	121923.66	178500.42
22	121930.48	178527.72
23	121931.31	178543.97
24	121930.19	178543.03
25	121923.11	178548.55
26	121923.70	178551.10

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
18:11:051001:1702

Площадь земельного участка 9415 м²
Площадка БОВ - 1592 м²
Площадка ТВО-4а - 3127 м²

Информация о расположенных в границах земельного участка объектах капитального строительства
«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение ТВО-4а»

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

Обозначение (номер)	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости
---------------------	--

Взам. инв. №

Подп. и дата

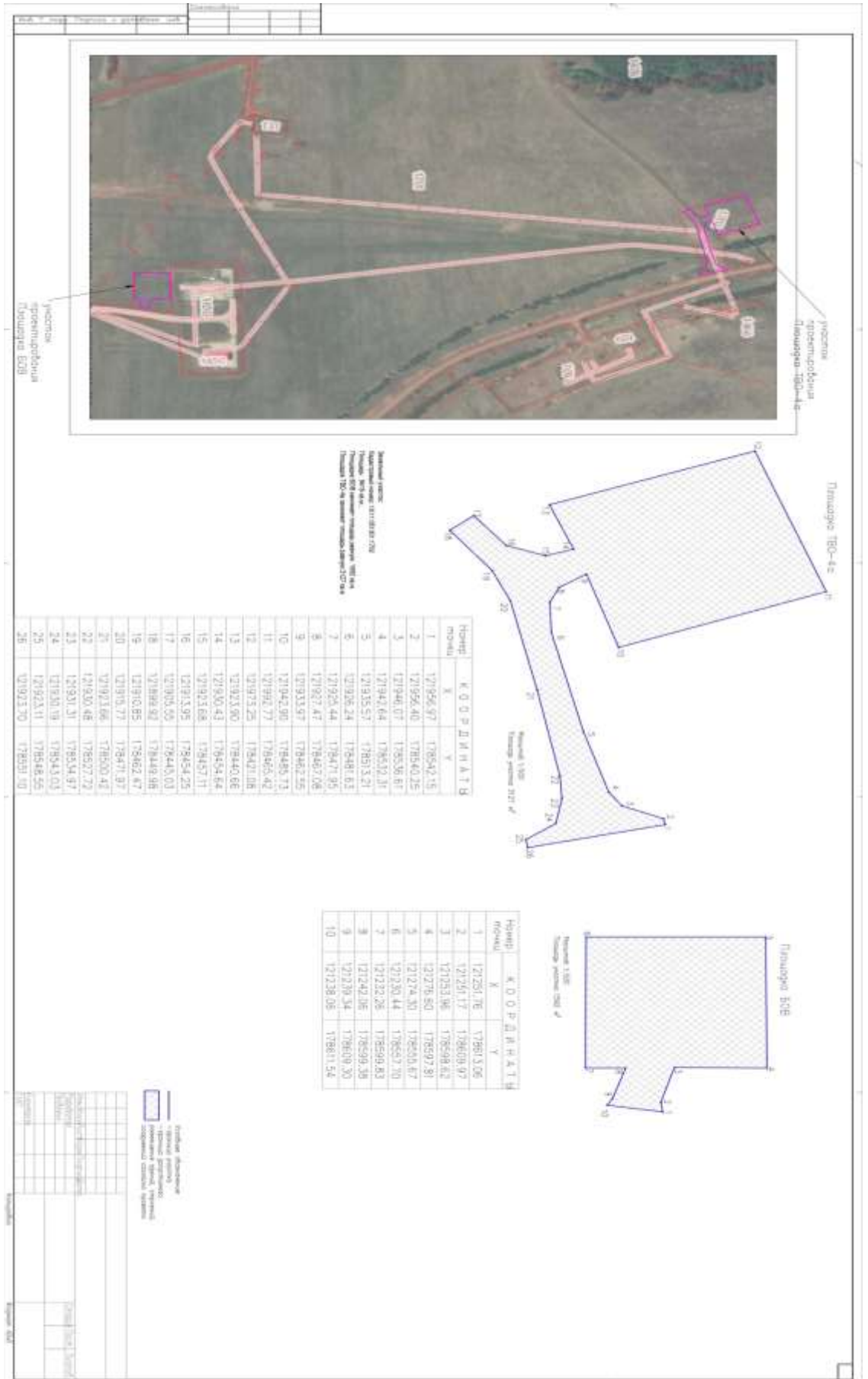
Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

58

Формат



Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

характерной точки	X	Y

Результаты 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

(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 Главой муниципального образования «Каракулинский район»
(ф.и.о., должность уполномоченного лица, наименование органа)



С.Н. Русинов /

(расшифровка подписи)

Дата выдачи: 23.12.2020 года
(ДДММ.ГГГГ)

1. Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка

Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка разработан(ы) на топографической основе в масштабе 1: 1:500, выполненной АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова 12.2020г
(дата, наименование организации, подготовившей топографическую основу)

Чертеж(и) градостроительного плана земельного участка разработан(ы)
АО "Белкамнефть" им. А.А.Волкова 12.2020г
(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 земельного участка установлен в составе правил землепользования и застройки МО «Боярское»

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
Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1

Градостроительный регламент не устанавливается

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

Градостроительный регламент не устанавливается

условно разрешенные виды использования земельного участка:

Градостроительный регламент не устанавливается

вспомогательные виды разрешенного использования земельного участка:

Градостроительный регламент не устанавливается

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

60

Формат

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 пределами которых запрещено строительство зданий, строений, сооружений	Предельное количество этажей и (или) предельная высота зданий, строений, сооружений	Максимальный процент застройки и граница земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, которая может быть застроена, ко всей площади земельного участка	Требования к архитектурным решениям объектов капитального строительства, расположенным в границах территории исторического поселения федерального или регионального значения	Иные показатели
1	2	3					
Длина, м	Ширина, м	Площадь, м ² или га					
-	-	-	-	-	-	-	-

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 случаев, 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, регуливающего использование земельного участка	Требования к использованию земельного участка	Требования к параметрам объекта капитального строительства			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	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
-	-	-	-	-	-	-	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

61

Формат

2.5. Прелельные 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:

Причины отнесения земельного участка к виду земельного участка для которого градостроительный регламент не устанавливается	Рекомендации по изъятию земельного участка и по планировке территории	Функциональная зона	Виды разрешенного использования земельного участка		Зонирование особо охраняемой природной территории (ш/лет)			Требования к параметрам объекта капитального строительства	Требования и размещение объектов капитального строительства	
			Основные виды разрешенного использования	Вспомогательные виды разрешенного использования	Пределное количество этажей и (или) предельная высота зданий, строений, сооружений	Максимальный процент застройки в границах земельного участка, определяемый как отношение суммарной площади земельного участка, который может быть застроен, 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
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	

Подп. и дата	Взам. инв. №
--------------	--------------

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

Д050210150000-3-ПЗ

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

3.1. Объекты капитального строительства

№ Не имеется Не имеется
(согласно чертежу(ам) градостроительного плана) (назначение объекта капитального строительства, этажность, высота, общая площадь, площадь застройки)
инвентаризационный или кадастровый номер

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

№ Не имеется Не имеется
(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 Не имеется от Не имеется
(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:

Информация о расчетных показателях минимально допустимого уровня обеспеченности территории								
Объекты коммунальной инфраструктуры			Объекты транспортной инфраструктуры			Объекты социальной инфраструктуры		
Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель
1	2	3	4	5	6	7	8	9
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Информация о расчетных показателях максимально допустимого уровня территориальной доступности								
Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель	Наименование вида объекта	Единица измерения	Расчетный показатель
1	2	3	4	5	6	7	8	9
-	-	-	-	-	-	-	-	-

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:

Наименование зоны с особыми условиями использования территории с указанием объекта, в отношении которого установлена такая зона	Перечень координат характерных точек в системе координат, используемой для ведения Единого государственного реестра недвижимости		
	Обозначение (номер) характерной точки	X	Y
1	2	3	4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

63

Формат

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

--	--	--	--

7. Информация о границах публичных сервитутов _____

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

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

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 _____ информация отсутствует

10. Реквизиты нормативных правовых актов субъекта Российской Федерации, муниципальных правовых актов, устанавливающих требования к благоустройству территории _____ информация отсутствует

11. Информация о красных линиях: _____ информация отсутствует

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

Приложение (в случае, указанном в части 3.1 статьи 57.3 Градостроительного кодекса Российской Федерации)

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

64

Формат

Приложение Д
Информационное письмо о наличии (отсутствии) особо охраняемых природных территорий федерального значения


**МИНИСТЕРСТВО
 ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
 РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 (Минприроды России)**

ул. Б. Трулевская, д. 4/6, Москва, 125993,
 тел: (499) 254-48-00, факс: (499) 254-43-10
 сайт: www.mnr.gov.ru
 e-mail: mnr@priroda.mnr.gov.ru
 website 112243 СФЕД

30.04.2020 № 15-47/10213
 на № _____ от _____

ФАУ «Главгосэкспертиза»
 Министрства России
 Фуркасовский пер., д.6, Москва, 101000

О предоставлении информации для инженерно-экологических изысканий

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации в соответствии с письмом от 04.02.2020 № 09-1/1137-СБ направляет актуализированный перечень особо охраняемых природных территорий (далее – ООПТ) федерального значения.

Дополнительно сообщаем, что перечень содержит действующие и планируемые к созданию ООПТ федерального значения, создаваемые в рамках национального проекта «Экология» (далее – Проект). Окончание реализации Проекта запланировано на 31.12.2024. Учитывая изложенное данное письмо считается действительным до наступления указанной даты.

Дополнительно сообщаем, что в настоящее время не для всех федеральных ООПТ установлены охранные зоны, учитывая изложенное перечень не содержит районы в которых находятся охранные зоны федеральных ООПТ.

Минприроды России считаем возможным использовать данное письмо с приложенным перечнем при проведении инженерных изысканий и разработке проектной документации на территориях административно-территориальных единиц субъекта Российской Федерации отсутствующих в перечне, в качестве информации уполномоченного государственного органа исполнительной власти в сфере охраны окружающей среды об отсутствии ООПТ федерального значения.


При реализации объектов на территории административно-территориальных единиц субъекта Российской Федерации указанных в перечне и сопредельных с ними, необходимо обращаться за информацией подтверждающей отсутствие/наличия ООПТ федерального значения в федеральный орган исполнительной власти, в чьем ведении находится соответствующая ООПТ.

Минприроды России просит направить данное письмо с перечнем для использования в работе и размещения на официальных сайтах в подведомственные организации, уполномоченные на проведение государственной экологической экспертизы регионального уровня, а также на проведение государственной экспертизы проектной документации регионального уровня.

Приложение: на 31 листе.

Заместитель директора Департамента государственной политики и регулирования в сфере развития ООПТ и Байкальской природной территории

Илл. Гаврилов С.А. (495) 252-23-61 (доб. 19-45)


 А.И. Григорьев
 ФАУ «Главгосэкспертиза России»
 Вх. № 2831 (1-31)
 12.05.2020 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

	Республика Татарстан	Елабужский район, Менделеевский район, Нижнекамский район, Тухаевский 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	Минздравоохранения России, ГБОУ высшего профессионального образования "Казанский государственный медицинский университет" Минздравоохранения 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	Азас	Минприроды России
	Республика Тыва	Бай-Тайгинский район, Монгун-Тайгинский район, Оворский район, Сут-Хольский район, Тес-Хемский район, Эрзинский район	Государственный природный заповедник	Убсунурская котловина	Минприроды России
18	Удмуртская Республика	Воткинский район, Завьяловский район, Сарапульский район	Национальный парк	Нечкинский	Минприроды России

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

10

	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	Боградецкий район; Орджоникидзевский район, Таштыпский район, Усть-Абаканский район, Шарипский 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 пармине	Минприроды России
	Чувашская Республика	Чебоксарский район	Дендрологический парк и ботанический сад	Чебоксарский филиал Главного ботанического сада им.Н.В.Цицина	РАН, ФГБУ науки Главный ботанический сад им. Н.В. Цицина РАН
22	Алтайский край	Змеиногорский район Краснощековск й район Третьяковский район	Государственный природный заповедник	Тигирекский	Минприроды России
	Алтайский край	Третьяковский, Краснощековск й, Курьинский	Планируемый к созданию национальный парк	Горная Колыбель	Минприроды России

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

67

Формат

Приложение Ж

Письмо №ЗС-07/475 о подтверждении исходных данных

Исх. № ЗС-07/475 от 25.12. 2017 г.Генеральному директору
ООО «Трансэнергострой»
И.В. Вьюницкому

О подтверждении исходных данных

Уважаемый Иван Викторович!

В ответ на Ваше письмо №882-17 от 12.12.2017 о подтверждении исходных данных по объектам: «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап» и «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Второй этап», направляем Вам ранее выданные исходные данные с отметкой о согласовании.

Приложение:

1. Характеристика свойств и химического состава пластовых вод.
2. Компонентный состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти.
3. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти.

Заместитель генерального директора по
капитальному строительству
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

К.М. Рязанов

Пантюхин В.С.
(3412) 911-790

Пастухова ул., д.100, г. Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, 426004
тел. (3412) 911-730, факс (3412) 666-025, e-mail: belkamneft@belkam.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	Код
Лист	№
Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

68

Формат

Приложение 3

Письмо №ЗС-07/783 от 26.07.2022 О согласовании проектных решений



Исх. № ЗС-07/783 от 26.07.2022 г.

Генеральному директору
ООО «Трансэнергострой»
Вьюницкому И.В.
info@transenergostroy.ru

О согласовании

Уважаемый Иван Викторович!

В рамках ответов на замечания негосударственной экспертизы проектной документации по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а, ТВО-4а» сообщаем Вам, что проектная документация по объекту согласована.

И.о. заместителя генерального директора
по капитальному строительству

И.В. Чепкасов

Никонов Максим Сергеевич
(3412) 917-844 nikonovms@belkam.com

М.С. Никонов

Пастухова ул., д.100, г. Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, 426004
тел. (3412) 911-730, факс (3412) 911-611, e-mail: belkamneft@belkam.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Приложение И
Свидетельство СРО №П-124-0064.3

Саморегулируемая организация, основанная на членстве лиц,
осуществляющих подготовку проектной документации



Саморегулируемая организация
Союз «Проектные организации ОАО «НК «Роснефть»

Российская Федерация, 350000, г. Краснодар, ул. Калинина, 341
Электронная почта: sro@rn-sro.ru; сайт: www.rn-sro.ru

Регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций
СРО-П-124-25012010

г. Краснодар

17 июля 2015 г.

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают
влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ П-124-064.3

Выдано члену саморегулируемой организации:

**Обществу с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой»
(ООО «Трансэнергострой»)**

ОГРН 1097746834492

ИНН 7723742960

Место нахождения (по уставу): 115114, г. Москва, Дербеневская наб., д.7, стр.10,
комната 311.

Адрес (по ЕГРЮЛ): Российская Федерация, 115114, г. Москва, Дербеневская
наб., д.7, стр.10, комната 311.

Основание выдачи Свидетельства: решение Совета Саморегулируемой организации Союза
«Проектные организации ОАО «НК «Роснефть» (протокол от 17 июля 2015 г. № 115).

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к
настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов
капитального строительства.

Начало действия с 17 июля 2015 г.

Свидетельство без приложения недействительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного № П-124-064.2 от 24.04.2015 г.

Генеральный директор



В.В. Москальчук

000815

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

70

Формат

ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от 17.07.2015 г. № П-124-064.3

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, **включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии)** и о допуске к которым член Саморегулируемой организации Союза «Проектные организации ОАО «НК «Роснефть» - Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой» имеет Свидетельство:

№ п/п	№	Наименование вида работ	
1	1.	Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:	
	1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка.	
	1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта.	
2	1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта.	
3	1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения.	
4	2.	Работы по подготовке архитектурных решений.	
5	3.	Работы по подготовке конструктивных решений.	
6	4.	Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:	
	4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения.	
	7	4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации.
	8	4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения.
	9	4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем.
	10	4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами.
	11	4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения.
	12	5.	Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:
5.1.		Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений.	
13		5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений.
14		5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений.
15		5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений.
16		5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений.
17		5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем.
18		5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

71

Формат

	6.	Работы по подготовке технологических решений:
19	6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов.
20	6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов.
21	6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов.
22	6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов.
23	6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов.
24	6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов.
25	6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов.
26	6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов.
27	6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов.
28	6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов.
29	7.	Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
	7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне.
30	7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
31	7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов.
32	7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений.
33	8.	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации.
34	9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды.
35	10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.
36	11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения.
37	12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений.
38	13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком).

Всего 38 (тридцать восемь) видов работ.

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору составляет до 300 000 000 (трехсот миллионов) рублей.

Генеральный директор



В.В. Москальчук

000816

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

72

Формат

**Приложение К
Заключения ЭПБ**

07.22
1




Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129164, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-4400 факс: +7 (499) 254-7968 www.diotech.ru info@diotech.ru

№ 1146-ТП/18

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
на внутрипромышленный трубопровод
Нефтепровод от АГЗУ № 23 до врезки № 23,
рег. № 11010, ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
« Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади
Арланского месторождения нефти (4)»
(рег. № А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 1996г.)**

Рег. № 46-ЗС - 33893 - 2018

19.09.18
Президент
ООО НПФ «Диатех»
 З.Н. Джалиев
« 30 » июля 2018 г.



ИЖЕВСК - МОСКВА
2018

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	Код
Лист	№
Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Категория трубопровода по стандарту АО «Белкамнефть»	III
Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	1996
Продолжительность эксплуатации, лет	22
Марка материала	сталь 20
Диаметр и толщина стенки, мм	159 х 9,0.
Общая длина трубопровода, м	344
Рабочее давление, МПа	1,4
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	нефтеcборный коллектор
Температура рабочей среды, °С	+20 °С
Данные о монтаже	смонтирован СМЦ НГДУ «Арланнефть» в 1996 году
Записи о ремонте и переустройстве трубопровода	сведения отсутствуют
Последние гидравлические испытания на прочность и герметичность	18.05.2017 г.
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 159 х 9,0, сталь 20, ГОСТ 8732-78; отвод стальной, 159 х 7,0, Сталь 20, ГОСТ 17375-83;
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 150х40 № 1, сталь 20, ГОСТ 9544-75;
Последняя ЭПБ	в 2014 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 240-ТП/14 от 14.07.2014 г. (срок эксплуатации продлен до 31.07.2018 г.)
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник ЦДНГ-1 Разов А.Р. (приказ № ГД-01/37 от 02.02.2018 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д000910180000 от 01.01.2018 г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности нефтепромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопроводов выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 6).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопроводов имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации промышленного трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров промышленного трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования промышленного трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на внутрипромысловый трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», РД 39-132-94.

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода промышленного трубопровода. Общая длина участков трубопроводов, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **344 м.**

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

74

Формат

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
на внутрипромысловый трубопровод, принадлежащий:
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации промышленного трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова: *внутрипромысловый трубопровод: Нефтепровод от АГЗУ № 23 до врезки № 23, общей длиной 344 метра, введенного в эксплуатацию в 1996 г. выполнена в июле 2018 года.*

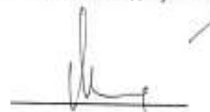
2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации промышленного трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	<i>внутрипромысловый трубопровод: Нефтепровод от АГЗУ № 23 до врезки № 23, рег. № 11010</i>	1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности. 2. Возможно продолжение эксплуатации промышленного трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.07.2022 г.

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении эксперта и экспертной комиссии для проведения экспертизы промышленной безопасности № 15 от 16.03.2018 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности нефтепромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркуляцем 06.02.2017 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиним 29.03.2017 г. на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 1146-ад/18 от 25.07.2018г. на 1 листе.
4. Акт № 1146-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 25.07.2018 г. на 17 листах.
6. Схема диагностируемого промышленного трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) первой категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.02804.002 от 27.01.2017 г.



И.М. Максиков

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.04145.001 от 10.02.2017 г.



В.В. Капралов

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

75

Формат



07-241

Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129154, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-1470 факс: +7 (499) 254-7966 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 125-11040/20Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

*на внутрипромышленный трубопровод:
Нефтегазопровод от АГЗУ №26, 226 до врезки 89(18), рег. №11040,
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
"Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского ме-
сторождения нефти" (4) (рег.№ А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 2010 г.)*

*рег. № 46-30-35850-2020
09.09.2020*

Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
А.С. Клещун
"30" июля 2020 г.



М.П.
Количество страниц: 41

ИЖЕВСК - МОСКВА
2020

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
76

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
- Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 02-02/76 от 20.03.2019г. на 2 листах.
- Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № 0201-02/5,6,7,8,10,11,12,15 от 07.02.2020 на 2 листах каждый, № 0204-02/8,10 от 12.02.2020 на 1 листе каждое, № 0204-02/11,12,13 от 12.02.2020 на 2 листах каждое, №0204-02/9,14 от 12.02.2020 на 3 листах.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала №1/20,2/20,4/20 от 12.01.2020 на 1 листе каждый, №9/20 от 14.01.2020 на 1 листе, №6/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №12/20 от 17.01.2020 на 1 листе, №13/20 от 16.01.2020 на 1 листе, №17/20 от 17.01.2020 на 1 листе, № 19/20 от 17.01.2020 г. на 1 листе, 03/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №15/20 от 08.02.2020 на 1 листе.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0201/24 от 20.06.2016г. на 10 листах, № 0202/26 от 03.06.2016г. на 9 листах, № 0203/25 от 31.05.2016г. на 9 листах, № 0204/32 от 26.03.2018 на 8 листах, № 0204/34 от 13.11.2018 на 11 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-14 от 15.01.2014г. на 21 листах, № ИОТ 1.051-15 от 17.08.2015 на 16 листах.
- Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 26-17/08Д-П-19 от 28.06.2019г. на 31 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Цирулянем Г.Г. на 6 листах.
- Паспорт трубопровода на 8 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 20.07.2020г. на 19 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: Первичная ЭПБ

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	2010
Продолжительность эксплуатации, лет	10
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	1774
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	Газо-жидкостная смесь
Назначение трубопровода	нефтегазопровод
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	ООО «Нефтегазстрой» в 2010 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	Сведения отсутствуют
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 219х6,0, Сталь 20,ГОСТ 8731-74В; отводы 219х6,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-01; тройник 159х8-159х8, сталь 20, ГОСТ 17375-01; тройник 219х8-219х8, сталь 20, ГОСТ 17375-01; футляр 530х12, сталь 20, ГОСТ 8731-74В
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 200х40, №88/18, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 200х40, №3, сталь 20, ГОСТ 17378-2001

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

77

Формат

Последняя ЭПБ	Первичная ЭПБ
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник ИГДУ-1, ЦДНГ-1 Минияров Ф.Х. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001410200000 от 01.01.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **1774м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено.**

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа технической документации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, произошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г. по определению мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков было установлено местоположение контрольных участков на трубопроводе: КУ-3 (ПК 0+29), КУ-4 (ПК 13+16), КУ-5 (ПК 17+63).

7.6. Визуальный и измерительный контроль всех незаглубленных и вскрытых участков трубопровода

Произведен визуальный и измерительный контроль состояния наружной поверхности и сварных соединений (в доступных местах) трубопровода на предмет обнаружения поверхностных дефектов (трещин,

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

78

Формат

ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И СРОКОВ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА

Возможность и сроки дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода определяется **остаточным сроком службы** трубопроводов, установленным для контрольных участков трубопроводов по результатам проведенной инструментальной диагностики.

Учитывая год ввода в эксплуатацию, прогнозируемый остаточный срок службы при условии соблюдения правил безопасной эксплуатации **составляет 7,5 лет.**

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ на трубопровод, принадлежащий: ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: *Нефтегазопровод от АГЗУ №26, 226 до врезки 89(18), общей длиной 1774 метра*, введенного в эксплуатацию в 2010г. выполнена в июле 2020 года.

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	<i>Нефтегазопровод от АГЗУ №26, 226 до врезки 89(18), рег. № 11040</i>	<p>1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности.</p> <p>2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.07.2024 г.</p>

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Проничев

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

79

Формат



Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129164, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-1470 факс: +7 (499) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 76-11004/21Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

на промышленный трубопровод:
Нефтегазопровод от АГЗУ №27 до врезки №27, рег. №11004,
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
"Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площадки Арланского
месторождения нефти" (рег. № А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 2020 г.)

Рег. № 46-ЗС- 42512 -2021
30.08.2021

Президент
ООО НПФ «Диатех»
[Подпись] З.Н. Джалиев
"30" июня 2021 г.



М.П. НПФ
Количество страниц: 40

ИЖЕВСК - МОСКВА
2021

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
80

Формат

3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчик экспертизы: АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова

Местонахождение: Российская Федерация, Удмуртская республика, г. Ижевск.

Почтовый адрес: 426004, УР, г. Ижевск, улица Пастухова, 100.

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
- Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 01-02/91 от 13.07.2020г. на 2 листах.
- Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № №0203-02/22, 23, 24 от 28.02.2020 на 1 листе каждое, № 0203-02/2 от 09.01.2020 на 1 листе, каждое, №0203-02/10, 11 от 12.02.2020 г.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала № 46-540-3-2-20-32 от 27.08.2020 на 1 листе, № 46-540-3-2-20-35 от 2.09.2020 на 1 листе, № 46-540-3-2-20-31 от 20.08.2020 на 1 листе, № 46-540-3-2-20-44 от 29.09.2020 на 1 листе, № 46-540-3-2-20-9 от 29.06.2020 на 1 листе.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0203/66 от 13.04.2020 на 10 листах, № 0203/67 от 13.04.2020 на 10 листах, № 0203/30 от 08.06.2016г. на 8 листах, № 0203/26 от 03.06.2016г. на 9 листах, № 0203/27 от 03.06.2016г. на 8 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-19 от 05.08.2019 на 21 листах, № ИОТ 1.047-19 от 05.08.2019. на 16 листах, ИОТ № 1.049-19 от 05.08.2019 на 17 листах, ИОТ 1.036-19 от 05.08.2019 на 23 листах, ИОТ 1.030-19 от 05.08.2019 на 19 листах.
- Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 32/26Д-21П от 13.07.2021г. на 14 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2021 г, главным инженером ООО НПФ «Диатех» Циркулянцем Г.Г. на 6 листах.
- Паспорт трубопровода на 8 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 28.06.2021г. на 19 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: *Первичная ЭПБ*

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	1
Год ввода в эксплуатацию	2020
Продолжительность эксплуатации, лет	1
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	59
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	Транспортирование ГЖС
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	РСЦ НГДУ-1 АО "Белкамнефть" в 2020 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубо-	сведения отсутствуют

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

81

Формат

провода	
Последние гидравлические испытания на прочность и герметичность	<i>сведения отсутствуют</i>
Сведения о трубах и фасонных деталях	<i>труба стальная, 159х6,0. Сталь 20,ГОСТ 8732-78; отводы 159х6,0. Сталь 20,ГОСТ 17375-83;</i>
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	<i>ЗКЛ 150х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001</i>
Последняя ЭПБ	<i>Первичная ЭПБ</i>
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	<i>начальник НГДУ-1, ЦДНГ-1 Минияров Ф.Х. (приказ № ГД-01/362 от 02.11.2020 г.)</i>

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д046610200000 от 29.10.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **59м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено.**

Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено.**

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа техдокументации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, произошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», по определению мест расположения на

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

82

Формат

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
на трубопровод, принадлежащий:
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: *Нефтегазопровод от АГЗУ №27 до врезки №27, общей длиной 59 метров*, введенного в эксплуатацию в 2020г. выполнена в июне 2021 года.

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	<i>Нефтегазопровод от АГЗУ №27 до врезки №27, рег. № 11004</i>	<p>1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при эксплуатации опасного производственного объекта.</p> <p>2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.06.2031 г.</p>

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Проничев

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении группы экспертов и специалистов для проведения экспертизы промышленной безопасности № 31/21 от 22.01.2021 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности промысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркуляцем 05.04.2021 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиним на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 76-11004-ад/21 от 28.06.2021г. на 1 листе.
4. Акт № 76-11004-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 28.06.2021г. на 19 листах.
6. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

83

Формат



07.24 1

Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129164, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. Б, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-1470 факс: +7 (499) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 113-11003/20Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

*на внутрипромысловый трубопровод:
Нефтегазопровод от АГЗУ-32 до врезки №32, рег. №11003,
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
"Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского
месторождения нефти" (рег.№ А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 1993 г.)*

Рег. № 46-ЗС - 34114 - 2020

31.08.2020.

Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
_____ А.С. Клещунов
"30" июля 2020 г.



М.П. НПФ
"ДИАТЕХ"
Количество страниц: 36

ИЖЕВСК - МОСКВА
2020

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

84

Формат

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
- Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 02-02/76 от 20.03.2019г. на 2 листах.
- Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № 0201-02/5,6,7,8,10,11,12,15 от 07.02.2020 на 2 листах каждое, № 0204-02/8,10 от 12.02.2020 на 1 листе каждое, № 0204-02/11,12,13 от 12.02.2020 на 2 листах каждое, №0204-02/9,14 от 12.02.2020 на 3 листах каждое.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала №1/20,2/20,4/20 от 12.01.2020 на 1 листе каждый, №9/20 от 14.01.2020 на 1 листе, №6/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №12/20 от 17.01.2020 на 1 листе, №13/20 от 16.01.2020 на 1 листе, №17/20 от 17.01.2020 на 1 листе, № 19/20 от 17.01.2020 г. на 1 листе, 03/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №15/20 от 08.02.2020 на 1 листе.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0201/24 от 20.06.2016г. на 10 листах, № 0202/26 от 03.06.2016г. на 9 листах, № 0203/25 от 31.05.2016г. на 9 листах, № 0204/32 от 26.03.2018 на 8 листах, № 0204/34 от 13.11.2018 на 11 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-14 от 15.01.2014г. на 21 листах, № ИОТ 1.051-15 от 17.08.2015 на 16 листах.
- Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 26-17/08Д-П-19 от 28.06.2019г. на 31 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Циркулянцем Г.Г. на 6 листах.
- Паспорт трубопровода на 8 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 14.07.2020г. на 11 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: в 2016 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 317-ТП/16 от 30.07.2016 г. (срок эксплуатации продлен до 30.07.2020 г.)

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	1993
Продолжительность эксплуатации, лет	27
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	5
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	транспортировка ГЖС
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	СМЦ НГДУ "Арланнефть" в 1993 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	Сведения отсутствуют
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 159х7,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78; отводы 159х7,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-83;
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 150х40, №6/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001
Последняя ЭПБ	в 2016 году организация ООО НПФ «Диатех» провела

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

85

Формат

	экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 317-ТП/16 от 30.07.2016 г. (срок эксплуатации продлен до 30.07.2020 г.)
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник НГДУ-1, ЦДНГ-1 Минияров Ф.Х. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001410200000 от 01.01.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 6).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **5м**.

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено**.

Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено**.

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа техдокументации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, произошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г. по определению мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков было установлено местоположение контрольных участков на трубопроводе

7.6. Визуальный и измерительный контроль всех незаглубленных и вскрытых участков трубопровода

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

86

Формат

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
на трубопровод, принадлежащий:
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: *Нефтегазопровод от АГЗУ-32 до врезки №32, общей длиной 5 метров*, введенного в эксплуатацию в 1993г. выполнена в июле 2020 года.

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	<i>Нефтегазопровод от АГЗУ-32 до врезки №32, рег. № 11003</i>	<p>1. <i>Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности.</i></p> <p>2. <i>Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.07.2024 г.</i></p>

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Проничев

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении группы экспертов и специалистов для проведения экспертизы промышленной безопасности № 1/20 от 13.01.2020 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркуляцем 01.04.2019 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиным на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 113-11003-ад/20 от 14.07.2020г. на 1 листе.
4. Акт № 113-11003-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 14.07.2020г. на 11 листах.
6. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

87

Формат

30.06.2023



Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129164, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-4400 факс: +7 (499) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 11026-54/19Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
на внутрипромысловый трубопровод:
нефтепровод от АГЗУ-74 до врезки №22, от врезки №22 до Врезки №74,
рег. № 11026, ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
«Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади
Арланского» (рег. № А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 2002 г.)

Пер. № 46-3С - 65773 - 2019 30.06.2019.

Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
А.С. Клецунов
« 28 » июня 2019 г.



ИЖЕВСК - МОСКВА
2019

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

88

Формат

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВП-00-009415 (ДКС) от 09.03.2011г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 03.07.2018. на 14 листах.
- Договор страхования объектов повышенной опасности, страховые полиса серия 111, №№ VSKX 11982484189000, 11970893364000, 11951696960000, 11952925933000, 119931215140000, 11917748359000, 11926036197000, 11976251242000, 11941677494000, 11991978272000, 11910720582000, 11954807469000, 11973136571000, 11934192119000, 11933934787000, 11997551885000, 11972975187000, 11969241788000, 11965470184000, 11976899879000, 11949023535000, 11958393377000, 11911769402000 Срок действия по 31.03.2020г на 23 листах, серия 111, № VSKX 11814315967000, 11880735626000, 11816181608000 Срок действия по 15.01.2020г на 3 листах, серия 111, № VSKX 11823449723000 Срок действия по 16.12.2019г. на 1 листе.
- Распоряжение владельца о проведении экспертизы промышленной безопасности оборудования № 01-02/25 от 25.01.2019г. на 2 листах.
- Распоряжение о назначении ответственных лиц за безопасную эксплуатацию оборудования № 0101-02/15 от 04.02.2019г. на одном листе, № 0101-02/17 от 04.02.2019г. на 1 листе.
- Распоряжение о возложении обязанностей за обслуживающим персоналом обслуживание и безопасную эксплуатацию нефтепромыслового и механического оборудования № 0101-02/36 от 03.04.2018г. на 7 листах.
- Протоколы проверки знаний ПБ и инструкций ИТР № 18-4142 от 07.12.2018г. на 2 листах, № 18-4359 от 27.12.2018г. на 2 листах, № 19-0217 от 25.01.2019г. на 1 листе.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала № 57 от 22.11.2018г., 60 от 22.11.2018г., 61 от 22.11.2018г., 62 от 22.11.2018г., 63 от 27.11.2018г., 66 от 28.11.2018г., 69 от 28.11.2018г., 70 от 04.12.2018г., 73 от 05.12.2018г., 77 от 06.12.2018г., 78 от 07.12.2018г. на 1 листе каждый.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0102/19 от 03.06.2016г. на 7 листах, № 0102/16 от 04.06.2016г. на 6 листах, № 0102/03 от 14.12.2012г. на 8 листах, производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.047-14 от 15.01.2014г. на 24 листах, № ИОТ 1.038-14 от 15.01.2014г. на 11 листах.
- Последнее предписание государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки № 26-17/22д-П-18 от 24.08.2018г. на 81 страницах.
- Паспорт трубопровода на 12 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Цирулянцем Г.Г. на 6 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 24.06.2019 г. на 17 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: в 2015 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода; заключение № 276-ТП/15 от 30.06.2015 г. (срок эксплуатации продлен до 30.06.2019 г.)

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	2002
Продолжительность эксплуатации, лет	17
Марка материала	сталь 20
Диаметр и толщина стенки, мм	159х6,0 89х6,0
Общая длина трубопровода, м	2492
Рабочее давление, МПа	4,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

89

Формат

4

Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	транспортировка ГЖС
Температура рабочей среды, °С	+20°С
Данные о монтаже	сведения отсутствуют
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	сведения отсутствуют
Последние гидравлические испытания на прочность и герметичность	19.06.2015 г.
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 159х6,0, сталь 20, ГОСТ 8734-74; труба стальная, 89х6,0, сталь 20, ГОСТ 8734-74; отводы 159х8,0, сталь 20, ГОСТ 17375-83; отводы 89х8,0, сталь 20, ГОСТ 17375-83;
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 150х40 № б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001; ЗКЛ 80х40 № б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001; ЗКЛ 50х40 № б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001;
Последняя ЭПБ	в 2015 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 276-ТП/15 от 30.06.2015 г. (срок эксплуатации продлен до 30.06.2019 г.)
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник ЦДНГ-1 Разов А.Р. (приказ № ГД-01/130 от 28.03.2019 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001510190000 от 01.01.2019 г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **2492 м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

90

Формат

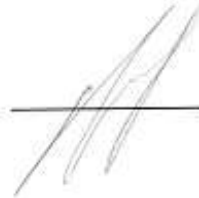
ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ на трубопровод, принадлежащий: ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»; нефтепровод от АГЗУ-74 до врезки №22, от врезки №22 до Врезки №74, общей длиной **2492 метра**, введенного в эксплуатацию в 2002 г. выполнена в июне 2019 года.

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	нефтепровод от АГЗУ-74 до врезки №22, от врезки №22 до Врезки №74, рег. № 11026	1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности. 2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.06.2023 г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.04145.001 от 10.02.2017 г.



В.В. Капралов

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) первой категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.02804.002 от 27.01.2017 г.



И.М. Максютов

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении группы экспертов и специалистов для проведения экспертизы промышленной безопасности № 6/19 от 05.03.2019 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркулянцем 01.04.2019 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиным на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 11026-54-ад/19 от 24.06.2019 г. на 1 листе.
4. Акт № 11026-54-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 24.06.2019 г. на 17 листах.
6. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

91



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

ЗАПАДНО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ

Державинского ул., д. 55, г. Ижевск, Удмуртская Республика, 426039

Телефон (3412) 44-22-62, Факс (3412) 44-22-64

E-mail: udm@zural.gosnadzor.ru

<http://www.zural.gosnadzor.ru>

ОКПО 62844297, ОГРН 102590533229

ИНН/КПП 5902290459/590201001

16 .09.2020 № 280-4320
На № 01-07/284 от 03.09.2020

УВЕДОМЛЕНИЕ О ВНЕСЕНИИ СВЕДЕНИЙ
В РЕЕСТР ЗАКЛЮЧЕНИЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова № 01-07/284 от 03.09.2020 о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на "Внутрипромысловый трубопровод: трубопровод системы заводнения от КНС-4 до БГ-20, рег. № 567 " № 164-567/20Н1 от 30.07.2020, подготовленного ООО "НПФ "ДИАТЕХ", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 46-ЗС-37334-2020.

В.В. Логинов

Н.М. Еленская
Исп. Ю.В. Черкасов
40-37-47

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

92

Формат



Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129164, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-1470 факс: +7 (495) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 164-567/20Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

на внутривыпускной трубопровод:
Трубопровод системы заводнения от КНС-4 до БГ-20, рег. №567,
ЦППД, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
"Система промысловых трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского
месторождения нефти" (рег.№ А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 2001 г.)

*рег. № 46-2С-37334-2020
16.09.2020*

Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
А.С. Клещун
"30" июля 2020 г.



М.П. НПФ
Количество страниц: 32

ИЖЕВСК - МОСКВА
2020

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

93

Формат

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проведения экспертизы

Экспертиза промышленной безопасности трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена на основании договора № Д001410200000 от 01.01.2020г. АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и экспертной организацией ООО НПФ «Диатех».

1.2. Сведения об экспертной организации

Экспертиза промышленной безопасности трубопровода, принадлежащего НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена ООО «Научно-производственная фирма «Диагностические технологии для техносферы» в *июле 2020 года*.

Адрес местонахождения:

129164, г. Москва, ул. Ярославская, дом 8, корпус 6, этаж 4, помещение 402

Почтовый адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32 стр. 2

Тел.: +7 (499) 254-7032, Факс: +7 (499) 254-7968.

Лицензия на осуществление деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности: № ДЭ-00-006030 от 28.11.2005 г.

1.3. Сведения об экспертах и специалистах

Работы по проведению экспертизы промышленной безопасности трубопроводов, принадлежащих АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова выполнены экспертом и специалистами ООО НПФ «Диатех», прошедшими аттестацию в установленном порядке по специальности и требованиям промышленной безопасности (Приложение № 1).

Проничев А.В.	<p>Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.</p> <p>Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.</p> <p>Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, ПВК, аттестован в НОАП-0057, НОАП ООО «НТО «Межрегион СПб»» (удостоверение № 0057-11-4015 от 13.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0057-11-4015 от 06.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.</p>
Новоселов А.М.	<p>Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) первой категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00351.005 от 02.12.2016 г.</p>
Зембеков Н.С.	<p>Специалист 2-го уровня квалификации по МК, аттестован в НОАП-0019, ООО «Энергодиагностика» (г. Москва) (удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023 г.</p>
Кузьмин Н.А.	<p>Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, УК, аттестован в НОАП-0049, НОАП ООО «СпецНК» (удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.</p>

2. ОБЪЕКТ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности в части оценки технического состояния является сооружение на опасном производственном объекте, предназначенное для осуществления технологических процессов для нефтегазодобывающего производства: *Трубопровод системы заводнения от КНС-4 до БГ-20.*

3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчик экспертизы: АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова

Местонахождение: Российская Федерация, Удмуртская республика, г. Ижевск.

Почтовый адрес: 426004, УР, г. Ижевск, улица Пастухова, 100.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

94

Формат

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
- Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 02-02/76 от 20.03.2019г. на 2 листах.
- Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № 0201-02/5,6,7,8,10,11,12,15 от 07.02.2020 на 2 листах каждый, № 0204-02/8,10 от 12.02.2020 на 1 листе каждое, № 0204-02/11,12,13 от 12.02.2020 на 2 листах каждое, №0204-02/9,14 от 12.02.2020 на 3 листах каждое.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала №1/20,2/20,4/20 от 12.01.2020 на 1 листе каждый, №9/20 от 14.01.2020 на 1 листе, №6/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №12/20 от 17.01.2020 на 1 листе, №13/20 от 16.01.2020 на 1 листе, №17/20 от 17.01.2020 на 1 листе, № 19/20 от 17.01.2020 г. на 1 листе, 03/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №15/20 от 08.02.2020 на 1 листе.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0201/24 от 20.06.2016г. на 10 листах, № 0202/26 от 03.06.2016г. на 9 листах, № 0203/25 от 31.05.2016г. на 9 листах, № 0204/32 от 26.03.2018 на 8 листах, № 0204/34 от 13.11.2018 на 11 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-14 от 15.01.2014г. на 21 листах, № ИОТ 1.051-15 от 17.08.2015 на 16 листах.
- Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 26-17/08Д-П-19 от 28.06.2019г. на 31 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Циркулянцем Г.Г. на 6 листах.
- Паспорт трубопровода на 5 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 28.07.2020г. на 12 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: в 2016 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 399-ТП/16 от 30.09.2016 г. (срок эксплуатации продлен до 30.07.2020 г.)

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	6
Год ввода в эксплуатацию	2001
Продолжительность эксплуатации, лет	19
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	1699
Рабочее давление, МПа	15,0
Расчетное давление, МПа	15,0
Рабочая среда	Пластовая вода
Назначение трубопровода	Высокнапорный водовод
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	СФ «НГСС» в 2001 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	09.08.2016г – восстановление изоляции 06.10.2017г – сварочные работы по врезке тройника
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная футерованная, 114x8,0, Сталь 20,ГОСТ 8731-87; отводы 114x10,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-01; труба стальная (кожух), 219x10,0, Сталь 20,ГОСТ 8731-87;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

95

Формат

Последняя ЭПБ	в 2016 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 399-ТП/16 от 30.09.2016 г. (срок эксплуатации продлен до 30.07.2020 г.)
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник НГДУ-1, ЦППД Самизуллин Э.Г. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001410200000 от 01.01.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **1699м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено.**

Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено.**

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа технической документации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, произошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г. по определению мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков было установлено местоположение контрольных участков на трубопроводе: КУ-2 (ПК 0+01), КУ-3 (ПК 8+44).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

96

Формат

7.6. Визуальный и измерительный контроль всех незаглубленных и вскрытых участков трубопровода

Произведен визуальный и измерительный контроль состояния наружной поверхности и сварных соединений (в доступных местах) трубопровода на предмет обнаружения поверхностных дефектов (трещин, подрезов, рисок, задигов и т. д.). Проведены замеры диаметров труб в местах замеров толщины стенки, замеры свальности труб, проверка комплектности и качества затяжки крепежных деталей на предмет отступлений от проектной документации и НТД.

Согласно требованиям РД 03-606-03, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» при визуальном измерительном контроле трубопровода недопустимые дефекты **не зафиксированы**.

7.7. Установление технического состояния изоляционного покрытия трубопровода

По результатам диагностики изоляционного покрытия установлено следующее:

- изоляционное покрытие трубопровода на контрольных участках – **лакокрасочное покрытие, битумная мастика**;
- адгезия изоляционного покрытия к металлу трубопроводов **удовлетворительная**;
- изоляционное покрытие трубопроводов находится в **удовлетворительном** состоянии.

7.8. Ультразвуковая толщинометрия стенок трубопровода

Проведена ультразвуковая толщинометрия трубопровода в соответствии с прилагаемой схемой мест замеров на контрольных участках.

По результатам ультразвуковой толщинометрии минимальная измеренная толщина стенок трубопровода составила:

для отводов $\varnothing 114 \times 10,0$ мм – **8,4 мм**, максимальный коррозионный износ составляет **16,0 %** от первоначального номинального значения толщины;

для труб $\varnothing 114 \times 8,0$ мм – **7,7 мм**, максимальный коррозионный износ составляет **3,7 %** от первоначального номинального значения толщины.

7.9. Неразрушающий контроль сварных соединений и основного металла трубопровода

7.9.1. Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений трубопровода

Всего ультразвуковой дефектоскопией обследовано **два** стыковых сварных соединения трубопровода. На проконтролированных сварных соединениях трубопровода по результатам ультразвуковой диагностики недопустимые дефекты не обнаружены.

7.9.2. Капиллярная дефектоскопия сварных швов трубопровода

Всего диагностике проникающими веществами было подвергнуто **два** стыковых сварных соединения трубопровода, ранее подвергнутых ультразвуковой диагностике. На проконтролированных сварных швах и околовшовной зоне металла трубопровода по результатам капиллярной диагностики недопустимых дефектов **не обнаружено**.

7.10. Определение физико-химических свойства металла трубопроводов

По результатам **диагностики твердости и предела прочности** металл труб трубопровода по твердости и пределу прочности соответствует нормативным требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предъявляемым к материалу труб из сталей марки Сталь 20. Результаты диагностики твердости и предела прочности использованы при определении остаточного срока службы трубопроводов.

7.11. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопроводов

На основании анализа напряженно-деформированного состояния внутрипромыслового трубопровода установлено, что критических аномалий усталостного, коррозионно-эрозийного происхождения, нарушений целостности конструкции и структуры металла **не выявлено**.

7.12. Оценка степени коррозионной агрессивности грунтов в трассовых условиях

Работы по оценке коррозионной агрессивности грунтов по отношению к стали трубопровода в трассовых условиях проводились с помощью измерителя сопротивления заземлений и в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005.

По результатам диагностики грунты вдоль трассы протестированного трубопровода имеют преимущественно **среднюю** степень коррозионной агрессивности по отношению к металлу трубопровода.

РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДА

Расчет остаточного срока службы трубопровода выполнен в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

97

Формат

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
на трубопровод, принадлежащий:
ЦППД, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦППД, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: *Трубопровод системы заводнения от КНС-4 до БГ-20, общей длиной 1699 метров, введенного в эксплуатацию в 2001г. выполнена в июле 2020 года.*

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	Трубопровод системы заводнения от КНС-4 до БГ-20, рег. № 567	1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности. 2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 15,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.07.2024 г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Прончев

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении группы экспертов и специалистов для проведения экспертизы промышленной безопасности № 1/20 от 13.01.2020 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркуляцем 01.04.2019 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиным на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 164-567-ад/20 от 28.07.2020г. на 1 листе.
4. Акт № 164-567-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 28.07.2020г. на 12 листах.
6. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

98

Формат



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

ЗАПАДНО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ

Дзержинского ул. д. 55, г. Ижевск, Удмуртская Республика, 426039

Телефон (3412) 44-22-62, Факс (3412) 44-22-64

E-mail: udm@zural.gosnadzor.ru

<http://www.zural.gosnadzor.ru>

ОКПО 02844297, ОГРН 102590353229

ИНН/ОКПП 5902290459/590201001

от 12.2020 № 280-11057
На № 07/2407 от 26.11.2020

УВЕДОМЛЕНИЕ О ВНЕСЕНИИ СВЕДЕНИЙ
В РЕЕСТР ЗАКЛЮЧЕНИЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова № 07/2407 от 26.11.2020 о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на "Внутрипромысловый трубопровод: трубопровод системы заводнения от КНС-4 до скв.6729 К-74, рег.№587" № 435-587/20Н1 от 30.09.2020, подготовленного ООО "НПФ "ДИАТЕХ", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 46-ЗС-54446-2020.

В.В. Логинов

Н.М. Еленская
Исп. Ю.В. Черкасов
40-37-47

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

99

Формат

центральная часть корпуса	150	150	25Л	180	23,8	25,2	0,1	14	
---------------------------	-----	-----	-----	-----	------	------	-----	----	--

ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И СРОКОВ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА

Возможность и сроки дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода определяется **остаточным сроком службы** трубопроводов, установленным для контрольных участков трубопроводов по результатам проведенной инструментальной диагностики.

Учитывая год ввода в эксплуатацию, прогнозируемый остаточный срок службы при условии соблюдения правил безопасной эксплуатации **составляет 5,2 лет.**

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ на трубопровод, принадлежащий: ЦППД, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦППД, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: **трубопровод системы заводнения от КНС-4 до скв. 6729 К-74, общей длиной 2965 метров**, введенного в эксплуатацию в 2008г. выполнена в сентябре 2020 года.

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№ п/п	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	трубопровод системы заводнения от КНС-4 до скв. 6729 К-74, рег. № 587	1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности. 2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 15,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.09.2024 г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ЗС (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

101

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проведения экспертизы

Экспертиза промышленной безопасности трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена на основании договора № Д001410200000 от 01.01.2020г. АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и экспертной организацией ООО НПФ «Диатех».

1.2. Сведения об экспертной организации

Экспертиза промышленной безопасности трубопровода, принадлежащего НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена ООО «Научно-производственная фирма «Диагностические технологии для техносферы» в **сентябре 2020 года**.

Адрес местонахождения:

129164, г. Москва, ул. Ярославская, дом 8, корпус 6, этаж 4, помещение 402

Почтовый адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32 стр. 2

Тел.: +7 (499) 254-7032, Факс: +7 (499) 254-7968.

Лицензия на осуществление деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности: № ДЭ-00-006030 от 28.11.2005 г.

1.3. Сведения об экспертах и специалистах

Работы по проведению экспертизы промышленной безопасности трубопроводов, принадлежащих АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова выполнены экспертом и специалистами ООО НПФ «Диатех», прошедшими аттестацию в установленном порядке по специальности и требованиям промышленной безопасности (Приложение № 1).

Проничев А.В.	Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г. Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г. Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, ПВК, аттестован в НОАП-0057, НОАП ООО «НТО «Межрегион СПб»» (удостоверение № 0057-11-4015 от 13.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0057-11-4015 от 06.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.
Новоселов А.М.	Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) первой категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00351.005 от 02.12.2016 г.
Зембеков Н.С.	Специалист 2-го уровня квалификации по МК, аттестован в НОАП-0019, ООО «Энергодиагностика» (г. Москва) (удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023 г.
Кузьмин Н.А.	Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, УК, аттестован в НОАП-0049, НОАП ООО «СпецНК» (удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.

2. ОБЪЕКТ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности в части оценки технического состояния является сооружение на опасном производственном объекте, предназначенное для осуществления технологических процессов для нефтегазодобывающего производства: *трубопровод системы заводнения от КНС-4 до скв.6729 К-74*.

3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчик экспертизы: АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова

Местонахождение: Российская Федерация, Удмуртская республика, г. Ижевск.

Почтовый адрес: 426004, УР, г. Ижевск, улица Пастухова, 100.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

102

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

- Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
- Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
- Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 02-02/76 от 20.03.2019г. на 2 листах.
- Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № 0201-02/5,6,7,8,10,11,12,15 от 07.02.2020 на 2 листах каждый, № 0204-02/8,10 от 12.02.2020 на 1 листе каждое, № 0204-02/11,12,13 от 12.02.2020 на 2 листах каждое, №0204-02/9,14 от 12.02.2020 на 3 листах каждое.
- Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала №1/20,2/20,4/20 от 12.01.2020 на 1 листе каждый, №9/20 от 14.01.2020 на 1 листе, №6/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №12/20 от 17.01.2020 на 1 листе, №13/20 от 16.01.2020 на 1 листе, №17/20 от 17.01.2020 на 1 листе, № 19/20 от 17.01.2020 г. на 1 листе, 03/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №15/20 от 08.02.2020 на 1 листе.
- Должностные инструкции для ИТР: № 0201/24 от 20.06.2016г. на 10 листах; № 0202/26 от 03.06.2016г. на 9 листах; № 0203/25 от 31.05.2016г. на 9 листах; № 0204/32 от 26.03.2018 на 8 листах; № 0204/34 от 13.11.2018 на 11 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-14 от 15.01.2014г. на 21 листах, № ИОТ 1.051-15 от 17.08.2015 на 16 листах.
- Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 26-17/08Д-П-19 от 28.06.2019г. на 31 листах.
- Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Цирулянцем Г.Г. на 6 листах.
- Паспорт трубопровода на 5 листах.
- Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 26.09.2020г. на 17 листах.
- Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
- Заключение о проведении последней ЭПБ: в 2017 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 608-ТТ/17 от 18.09.2017 г. (срок эксплуатации продлен до 30.09.2021 г.)

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	6
Год ввода в эксплуатацию	2008
Продолжительность эксплуатации, лет	12
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	2965
Рабочее давление, МПа	15,0
Расчетное давление, МПа	15,0
Рабочая среда	пластовая вода
Назначение трубопровода	высоконапорный водовод
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	ОАО «Белкамстрой» в 2008 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	19.10.16г – восстановление изоляции
Последние гидравлические испытания на прочность и герметичность	19.10.2016г
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 114х6,0, Сталь 20,ГОСТ 8731-87; отводы 114х10,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-01; отводы 114х12,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-01;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

103

Формат

	труба стальная, 168x10,0, Сталь 20, ГОСТ 8731-87; отводы 168x10,0, Сталь 20, ГОСТ 17375-01; труба стальная (кожух), 377x9,0, Сталь 20, ГОСТ 8731-87; труба стальная (кожух), 426x10,0, Сталь 20, ГОСТ 8731-87; переход 168x10 – 114x10,0, Сталь 20, ГОСТ 17378-01; ЗКЛ 150x150, Небн, сталь 25Л, ГОСТ 977-88
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	
Последняя ЭПБ	в 2017 году организация ООО НПФ «Диатех» провела экспертизу промышленной безопасности трубопровода: заключение № 608-ТП/17 от 18.09.2017 г. (срок эксплуатации продлен до 30.09.2021 г.)
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник НГДУ-1, ЦППД Самигуллин Э.Г. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001410200000 от 01.01.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкаменфель» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **2965м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено.**

Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено.**

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа технической документации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, про-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

104

Формат

изошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г. по определению мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков было установлено местоположение контрольных участков на трубопроводе: КУ-3 (ПК 4+12), КУ-4 (ПК 21+51).

7.6. Визуальный и измерительный контроль всех незаглубленных и вскрытых участков трубопровода

Произведен визуальный и измерительный контроль состояния наружной поверхности и сварных соединений (в доступных местах) трубопровода на предмет обнаружения поверхностных дефектов (трещин, подрезов, рисков, задигов и т. д.). Проведены замеры диаметров труб в местах замеров толщины стенки, замеры овальности труб, проверка комплектности и качества затяжки крепежных деталей на предмет отступлений от проектной документации и НТД.

Согласно требованиям РД 03-606-03, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» при визуальном-измерительном контроле трубопровода недопустимые дефекты **не зафиксированы**.

7.7. Установление технического состояния изоляционного покрытия трубопровода

По результатам диагностики изоляционного покрытия установлено следующее:

- изоляционное покрытие трубопровода на контрольных участках – **лакокрасочное покрытие, битумная мастика;**
- адгезия изоляционного покрытия к металлу трубопроводов **удовлетворительная;**
- изоляционное покрытие трубопроводов находится в **удовлетворительном** состоянии.

7.8. Ультразвуковая толщинометрия стенок трубопровода

Проведена ультразвуковая толщинометрия трубопровода в соответствии с прилагаемой схемой мест замеров на контрольных участках.

По результатам ультразвуковой толщинометрии минимальная измеренная толщина стенок трубопровода составила:

для отводов $\varnothing 114 \times 12,0$ мм – 10,5 мм, максимальный коррозионный износ составляет 12,5 % от первоначального номинального значения толщины;

для труб $\varnothing 114 \times 10,0$ мм – 9,3 мм, максимальный коррозионный износ составляет 7,0 % от первоначального номинального значения толщины;

для труб $\varnothing 168 \times 10,0$ мм – 9,7 мм, максимальный коррозионный износ составляет 7,0 % от первоначального номинального значения толщины.

7.9. Неразрушающий контроль сварных соединений и основного металла трубопровода

7.9.1. Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений трубопровода

Всего ультразвуковой дефектоскопией обследовано **четыре** стыковых сварных соединения трубопровода. На проконтролированных сварных соединениях трубопровода по результатам ультразвуковой диагностики недопустимые дефекты не обнаружены.

7.9.2. Капиллярная дефектоскопия сварных швов трубопровода

Всего диагностике проникающими веществами было подвергнуто **четыре** стыковых сварных соединения трубопровода, ранее подвергнутых ультразвуковой диагностике. На проконтролированных сварных швах и окошовной зоне металла трубопровода по результатам капиллярной диагностики недопустимых дефектов **не обнаружено**.

7.10. Определение физико-химических свойств металла трубопроводов

По результатам **диагностики твердости и предела прочности** металл труб трубопровода по твердости и пределу прочности соответствует нормативным требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предъявляемым к материалу труб из сталей марки Сталь 20. Результаты диагностики твердости и предела прочности использованы при определении остаточного срока службы трубопроводов.

7.11. Контроль технического состояния запорной арматуры, вентузов, манометрических врезок, вентилей, клапанов

В соответствии с требованиями технического задания, Положение о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов П-УДНГ/08-01 и РД 153-39.4-053-00 проведены работы по оценке технического состояния запорной арматуры.

Проведён неразрушающий контроль корпусных деталей арматур магнитометрическим методом на предмет выявления зон концентрации механических напряжений по остаточной намагниченности метал-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

105

Формат



1
Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 129184, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 8, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32, стр. 2
тел.: +7 (495) 135-1470 факс: +7 (499) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

№ 39-11041/20Н1

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

на внутрипромышленный трубопровод:
Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора
АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041,
ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»,
находящийся в эксплуатации на опасном производственном объекте:
"Система промышленных трубопроводов ЦДНГ-1 Вятской площади Арланского
месторождения нефти" (рег.№ А46-05108-0043, III класс опасности)
(трубопровод введен в эксплуатацию в 2010 г.)

Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
А.С. Клещун
"23" июня 2020 г.



Количество страниц: 43

ИЖЕВСК - МОСКВА
2020

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
106

1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

1.1. Основание для проведения экспертизы

Экспертиза промышленной безопасности трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена на основании договора № Д001410200000 от 01.01.2020г. АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова и экспертной организацией ООО НПФ «Диатех».

1.2. Сведения об экспертной организации

Экспертиза промышленной безопасности трубопровода, принадлежащего НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова проведена ООО «Научно-производственная фирма «Диагностические технологии для техносферы» в июне 2020 года.

Адрес местонахождения:

129164, г. Москва, ул. Ярославская, дом 8, корпус Б, этаж 4, помещение 402

Почтовый адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 32 стр. 2

Тел.: +7 (499) 254-7032, Факс: +7 (499) 254-7968.

Лицензия на осуществление деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности: № ДЭ-00-006030 от 28.11.2005 г.

1.3. Сведения об экспертах и специалистах

Работы по проведению экспертизы промышленной безопасности трубопроводов, принадлежащих АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова выполнены экспертом и специалистами ООО НПФ «Диатех», прошедшими аттестацию в установленном порядке по специальности и требованиям промышленной безопасности (Приложение № 1).

Проничев А.В.	Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г. Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э43С (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г. Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, ПВК, аттестован в НОАП-0057, НОАП ООО «НТО «Межрегион СПб»» (удостоверение № 0057-11-4015 от 13.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0057-11-4015 от 06.12.2019г., срок действия до 01.12.2022 г.
Новоселов А.М.	Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) первой категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00351.005 от 02.12.2016 г.
Зембеков Н.С.	Специалист 2-го уровня квалификации по МК, аттестован в НОАП-0019, ООО «Энергодиагностика» (г. Москва) (удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0019-1047 от 30.01.2020г., срок действия до 01.01.2023 г.
Кузьмин Н.А.	Специалист 2-го уровня квалификации по ВИК, УК, аттестован в НОАП-0049, НОАП ООО «СпецНК» (удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.). Аттестация на знание Правил безопасности Ростехнадзора, удостоверение № 0049-1943 от 13.03.2020г., срок действия до 01.03.2023 г.

2. ОБЪЕКТ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЙ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности в части оценки технического состояния является сооружение на опасном производственном объекте, предназначенное для осуществления технологических процессов для нефтегазодобывающего производства: *Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка")*.

3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

Заказчик экспертизы: АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова

Местонахождение: Российская Федерация, Удмуртская республика, г. Ижевск.

Почтовый адрес: 426004, УР, г. Ижевск, улица Пастухова, 100.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

107

Формат

4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Цель экспертизы - оценка технического состояния трубопровода, оценка соответствия требованиям промышленной безопасности, определение возможности и срока его дальнейшей эксплуатации в соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и нормативно-технической документации.

5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДОКУМЕНТАХ

В процессе экспертизы промышленной безопасности трубопровода экспертной группой рассмотрены следующие документы:

1. Лицензия на право осуществления деятельности по эксплуатации взрывопожароопасных объектов № ВХ-00-016254 от 08.11.2016г. Срок действия - бессрочная на 3 листах.
2. Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта № А46-05108 от 22.04.2019г. Срок действия - бессрочная на 13 листах.
3. Распоряжение о создании комиссии по обследованию оборудования с истекшим сроком службы № 02-02/76 от 20.03.2019г. на 2 листах.
4. Распоряжение о допуске к работе обслуживающего персонала на оборудование № 0201-02/5,6,7,8,10,11,12,15 от 07.02.2020 на 2 листах каждый, № 0204-02/8,10 от 12.02.2020 на 1 листе каждое, № 0204-02/11,12,13 от 12.02.2020 на 2 листах каждое, №0204-02/9,14 от 12.02.2020 на 3 листах каждое.
5. Протоколы проверки знаний ПБ обслуживающего персонала №1/20,2/20,4/20 от 12.01.2020 на 1 листе каждый, №9/20 от 14.01.2020 на 1 листе, №6/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №12/20 от 17.01.2020 на 1 листе, №13/20 от 16.01.2020 на 1 листе, №17/20 от 17.01.2020 на 1 листе, № 19/20 от 17.01.2020 г. на 1 листе, 03/20 от 15.01.2020 на 1 листе, №15/20 от 08.02.2020 на 1 листе.
6. Должностные инструкции для ИТР: № 0201/24 от 20.06.2016г. на 10 листах, № 0202/26 от 03.06.2016г. на 9 листах, № 0203/25 от 31.05.2016г. на 9 листах, № 0204/32 от 26.03.2018 на 8 листах, № 0204/34 от 13.11.2018 на 11 листах; производственных инструкций для обслуживающего персонала: № ИОТ 1.046-14 от 15.01.2014г. на 21 листах, № ИОТ 1.051-15 от 17.08.2015 на 16 листах.
7. Последние предписания государственного инспектора РТН РФ по результатам проверки: № 26-17/08Д-П-19 от 28.06.2019г. на 31 листах.
8. Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Утверждена: в апреле 2019 г. главным инженером ООО НПФ «Диатех» Цирулянцем Г.Г. на 6 листах.
9. Паспорт трубопровода на 9 листах.
10. Протоколы обследований методами неразрушающего контроля от 17.06.2020г. на 21 листе.
11. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
12. Заключение о проведении последней ЭПБ: *Первичная ЭПБ*

6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ

Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	2010
Продолжительность эксплуатации, лет	10
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	5547
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	транспортировка ГЖС
Температура рабочей среды, °С	+20 С
Данные о монтаже	ООО «Белкамстрой» в 2010 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	Сведения отсутствуют
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 325x10,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78; отводы 325x10,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-2001; труба стальная, 426x10,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78; отводы 426x10,0, Сталь 20,ГОСТ 17375-2001; труба стальная, 159x6,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78; труба стальная, 273x8,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78; труба стальная (футляр), 720x10,0, Сталь 20,ГОСТ 8732-78;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

108

Формат

	труба стальная (футляр), 530х10.0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; тройник 426х12, сталь 20, ГОСТ 17378-2001; тройник 325х10, сталь 20, ГОСТ 17375-83;
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 300х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 300х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001
Последняя ЭПБ	Первичная ЭПБ
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник НГДУ-1, ЦДНГ-1 Минияров Ф.Х. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

В ходе экспертизы был выполнен комплекс экспертно-диагностических работ согласно договора Д001410200000 от 01.01.2020г. Установление технического состояния трубопроводов выполнено в соответствии с «Программой проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (Приложение 2).

Все диагностические работы по обследованию трубопровода выполнены в соответствии с требованиями нормативной документации Ростехнадзора (Приложение № 8).

Все приборные средства для проведения технического диагностирования трубопровода имеют сертификаты (паспорта) изготовителя, описание технологии контроля и свидетельства (аттестаты) о поверке (Приложения № 7).

Первичные протоколы проведенных обследований и измерений приведены в Приложении № 5.

7.1. Анализ технической документации

Анализ документации трубопровода проведен с целью проверки соответствия значений параметров трубопровода требованиям технической документации. По результатам анализа технической документации уточняется программа проведения технического диагностирования трубопровода.

Представленная Заказчиком документация на трубопровод позволила получить информацию о диагностируемых контрольных участках, достаточную для проведения диагностического обследования и определения остаточного срока службы.

Эксплуатационная, ремонтная и оперативная документация на диагностируемый трубопровод ведется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

7.2. Прокладка трассы трубопровода

Прокладка и осмотр трассы проводились путем обхода трубопровода.

Общая длина участков трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности, составила: **5547м.**

Полученные результаты использованы при построении фактической трассы трубопроводов. Схема диагностируемых трубопроводов с указанием контрольных участков (КУ) приведена в Приложении № 6.

7.3. Бесконтактный магнитометрический контроль

Для определения мест проведения шурфовых работ на трубопроводе произведен магнитометрический контроль в соответствии с РД 102-008-2002.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС)

7.4. Осмотр трассы и охранной зоны трубопровода

По результатам осмотра трассы трубопровода, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено.**

Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено.**

7.5. Определение потенциально-опасных участков и мест шурфовки трубопровода

Потенциально-опасные участки и места шурфовок трубопровода определялись по результатам изучения технической документации, осмотра трассы трубопровода, проведения бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

При этом был определен общий объем контроля методами инструментальной диагностики в шурфах и на открытых участках: контрольные участки (КУ), выбранные с учетом анализа техдокументации, определения мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка, про-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

109

изошедших инцидентов на основе анализа возможного коррозионного и напряженно-деформированного состояния трубопровода, по результатам бесконтактной магнитометрической диагностики (БМД).

На основании требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г. по определению мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков было установлено местоположение контрольных участков на трубопроводе: КУ-1 (ПК 4+43), КУ-2 (ПК 10+03), КУ-3 (ПК 23+02), КУ-6 (ПК 44+79), КУ-9 (ПК 48+78).

7.6. Визуальный и измерительный контроль всех незаглубленных и вскрытых участков трубопровода

Произведен визуальный и измерительный контроль состояния наружной поверхности и сварных соединений (в доступных местах) трубопровода на предмет обнаружения поверхностных дефектов (трещин, подрезов, рисков, задигов и т. д.). Проведены замеры диаметров труб в местах замеров толщины стенки, замеры овальности труб, проверка комплектности и качества затяжки крепежных деталей на предмет отступлений от проектной документации и НТД.

Согласно требованиям РД 03-606-03, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» при визуальном-измерительном контроле трубопровода недопустимые дефекты **не зафиксированы**.

7.7. Установление технического состояния изоляционного покрытия трубопровода

По результатам диагностики изоляционного покрытия установлено следующее:

- изоляционное покрытие трубопровода на контрольных участках – **лакокрасочное покрытие, битумная мастика, полимерная лента**;
- адгезия изоляционного покрытия к металлу трубопроводов **удовлетворительная**;
- изоляционное покрытие трубопроводов находится в **удовлетворительном** состоянии.

7.8. Ультразвуковая толщинометрия стенок трубопровода

Проведена ультразвуковая толщинометрия трубопровода в соответствии с прилагаемой схемой мест замеров на контрольных участках.

По результатам ультразвуковой толщинометрии минимальная измеренная толщина стенок трубопровода составила:

для отводов $\varnothing 426 \times 10,0$ мм – 9,4 мм, максимальный коррозионный износ составляет 6,0 % от первоначального номинального значения толщины;

для труб $\varnothing 325 \times 10,0$ мм – 9,8 мм, максимальный коррозионный износ составляет 2,0 % от первоначального номинального значения толщины;

для труб $\varnothing 426 \times 10,0$ мм – 9,8 мм, максимальный коррозионный износ составляет 2,0 % от первоначального номинального значения толщины.

7.9. Неразрушающий контроль сварных соединений и основного металла трубопровода

7.9.1. Ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений трубопровода

Всего ультразвуковой дефектоскопией обследовано **четыре** стыковых сварных соединения трубопровода. На проконтролированных сварных соединениях трубопровода по результатам ультразвуковой диагностики недопустимые дефекты не обнаружены.

7.9.2. Капиллярная дефектоскопия сварных швов трубопровода

Всего диагностике проникающими веществами было подвергнуто **четыре** стыковых сварных соединения трубопровода, ранее подвергнутых ультразвуковой диагностике. На проконтролированных сварных швах и околошовной зоне металла трубопровода по результатам капиллярной диагностики недопустимых дефектов **не обнаружено**.

7.10. Определение физико-химических свойств металла трубопроводов

По результатам **диагностики твердости и предела прочности** металл труб трубопровода по твердости и пределу прочности соответствует нормативным требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предъявляемым к материалу труб из сталей марки Сталь 20. Результаты диагностики твердости и предела прочности использованы при определении остаточного срока службы трубопроводов.

7.11. Контроль технического состояния запорной арматуры, вентузов, манометрических врезок, вентилей, клапанов

В соответствии с требованиями технического задания, Положение о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов П-УДНГ/08-01 и РД 153-39.4-053-00 проведены работы по оценке технического состояния запорной арматуры.

Проведен неразрушающий контроль корпусных деталей арматур магнитометрическим методом на предмет выявления зон концентрации механических напряжений по остаточной намагниченности метал-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

110

Формат

ла. По результатам магнитометрического контроля и согласно РД 153-39.4-053-00, РД 34.17.437-95, опасные зоны концентраций механических напряжений **не обнаружены**.

Проведено измерение толщины стенок корпусных деталей арматур в соответствии с ГОСТ Р 55614-2013 и РД 08.00-29.13.00-КТН-012-1-05. Согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» толщина стенок корпусных деталей запорных арматур **соответствует** допустимым нормам. По результатам диагностики состояния запорной арматуры выявлено:

- состояние корпуса, фланцев и крепежа задвижек **удовлетворительное**;
- состояние сварных соединений задвижек **удовлетворительное**.

7.12. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопроводов

На основании анализа напряженно-деформированного состояния внутрипромыслового трубопровода установлено, что критических аномалий усталостного, коррозионно-эрозийного происхождения, нарушающих целостности конструкции и структуры металла **не выявлено**.

7.13. Оценка степени коррозионной агрессивности грунтов в трассовых условиях

Работы по оценке коррозионной агрессивности грунтов по отношению к стали трубопровода в трассовых условиях проводились с помощью измерителя сопротивления заземлений и в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005.

По результатам диагностики грунты вдоль трассы протестированного трубопровода имеют преимущественно **среднюю** степень коррозионной агрессивности по отношению к металлу трубопровода.

РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДА

Расчет остаточного срока службы трубопровода выполнен в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Под остаточным сроком службы трубопроводов понимается **минимальный гарантированный срок эксплуатации трубопроводов от момента проведения настоящего диагностического обследования до момента перехода трубопроводов в предельное (нерабочее) состояние**. В качестве определяющего параметра технического состояния трубопроводов принята их **прочность** при действующих на них в процессе эксплуатации нагрузках и, соответственно, в качестве предельного состояния трубопроводов, принята **потеря прочности** вследствие образования и развития дефектов типа нарушений сплошности основного металла и металла сварных соединений трубопроводов (трещин, коррозионных повреждений и т. д.), а также вследствие естественной деградации металла трубопроводов.

Расчет остаточного срока службы трубопроводов проведен для минимального значения номинальной толщины каждого диаметра труб, применяемых для строительства данных трубопроводов, с учетом максимального коррозионного повреждения стенок труб.

Оценка остаточного срока службы трубопроводов основана на установлении текущего технического состояния трубопроводов и его прогнозировании на время дальнейшей эксплуатации по результатам проведенных на них комплекса диагностических обследований.

1. Условные обозначения

$\delta_{\text{мин. проч}}$ - минимально допустимая толщина стенки трубопровода, обеспечивающая прочность, мм;

$\delta_{\text{мин. доп}}$ - минимально допустимая толщина стенки трубопровода, определяемая согласно Приложения 2.3, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», мм;

η - коэффициент перегрузки рабочего давления, $\eta=1,2$;

P - расчетное рабочее давление в трубопроводе, МПа;

α - коэффициент учета формы элемента трубопровода, для труб $\alpha=1$;

$D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубы, мм

R_1 - расчетное сопротивление материала трубопровода, определяемое по формуле $R_1 = R_1^* \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$, МПа

R_1^* - нормативное сопротивление материала по пределу прочности, МПа;

R_2^* - нормативное сопротивление материала по пределу текучести, МПа;

m_1 - коэффициент условий работы материала труб, $m_1=0,8$;

m_2 - коэффициент условий работы, $m_2=0,75$;

k_1 - коэффициент однородности материала труб, $k_1=0,8$;

m_3 - коэффициент учета влияния температуры, $m_3=1$;

T - остаточный срок службы, годы;

$\delta_{\text{факт. мин}}$ - фактическая минимальная толщина стенки трубы, мм;

$\delta_{\text{отб}}$ - отбраковочная толщина стенки трубы, мм;

$a_{\text{кор}}$ - скорость коррозии трубы, определенная для участка с максимальным коррозионным износом, мм/год;

$k_{\text{кор}}$ - коэффициент запаса по скорости коррозии, $k_{\text{кор}}=2$;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

111

$\delta_{\text{ном}}$ – номинальная толщина стенки трубы, мм;
 τ – срок эксплуатации трубопровода, годы;
 σ – max напряжения на участке с min толщиной стенки трубы, МПа.

2. Выбор формулы для расчета минимально допустимой толщины стенки по условию прочности

Расчет отбраковочных толщин трубопровода производится в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов Приложение 2, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Для труб и отводов из стали Сталь 20 по ГОСТ 8732-78:

$$\frac{R_2 \cdot m_3}{R_1 \cdot m_2} = \frac{245 \times 1}{412 \times 0,75} = 0,79 > 0,75$$

Отношение нормативного предела текучести к нормативному временному сопротивлению больше 0,75, следовательно, расчет минимально допустимой толщины стенки по условию прочности будет выполняться по формуле:

$$\delta_{\text{мин. прочн.}} = \frac{\eta P \alpha D_n}{2(R_1 + \eta P)}$$

3. Отбраковочная толщина стенки

Полученная величина минимально допустимой толщины стенки по условию прочности $\delta_{\text{мин. прочн.}}$ не может быть менее наименьшей допустимой толщины стенки трубопровода по Приложению 2.3, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» $\delta_{\text{мин. доп.}}$.

$$\delta_{\text{отб}} = \max \{ \delta_{\text{мин. прочн.}}, \delta_{\text{мин. доп.}} \}$$

4. Исходная максимальная толщина стенки

Для выбора наиболее консервативного значения скорости коррозии при расчете исходной максимальной толщины стенки δ_0 принимаем, что при монтаже трубопровода были использованы трубы с плюсовым допуском по толщине, что допускается по ГОСТ 8732-78. Плюсовой допуск на исходную толщину стенки δ_+ берем равным половине предельного значения по ГОСТ 8732-78.

$$\delta_+ = 0,5 \times (12\% \delta_{\text{ном}})$$

$$\delta_0 = \delta_{\text{ном}} + \delta_+$$

5. Фактическая минимальная толщина стенки

Фактическая минимальная толщина стенки для расчета скорости коррозии и остаточного срока службы принимается с учетом локальных повреждений (глубины коррозионных язв):

$$\delta_{\text{факт. м}} = \delta_{\text{отб}} - \delta_{\text{язв}}$$

6. Скорость коррозии

Величина максимального коррозионного износа за период эксплуатации оценивается по формуле:

$$a_{\text{кор}} = \frac{\delta_0 - \delta_{\text{факт. мин}}}{\tau}$$

7. Остаточный срок службы трубопровода

Расчет остаточного срока службы трубопровода T производится с учетом полученных минимально возможных (отбраковочных) и минимальных фактических толщин стенок трубопровода. Предельное состояние трубы определяется из условия достижения толщиной стенки при максимальном рабочем давлении величины равной предельному значению:

$$T = \frac{\delta_{\text{факт. мин}} - \delta_{\text{отб}}}{k_{\text{кор}} a_{\text{кор}}}$$

8. Проверочный расчет на прочность

Проверочный расчет на прочность проводится в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06 -85* по формуле:

$$\sigma = \frac{\eta P \alpha (D_n - 2\delta_{\text{факт. мин}})}{2\delta_{\text{факт. мин}}} < R_1$$

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

112

Результаты поверочного расчета на прочность и расчета остаточного срока службы трубопровода на давление 4,0 МПа по контрольным участкам трубопроводов приведены в Таблице 1.

Таблица 1

№	Участки трубопроводов, (КУ)	D _н , мм	P, МПа	R _t ^н , МПа	R _c ^н , МПа	δ _{мин} прочн мм	δ _{норм} мм	δ _{крит} мм	δ _{ср} мм	δ _о мм	δ _{норм} мм	δ _{крит} мм	δ факт-м, мм	R _t , МПа	τ, годы	Δ _{корр} мм/год	T, лет	σ, МПа
1	КУ-1	325	4,0	412	245	3,85	3,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	16,1	83,8
2	КУ-2	325	4,0	412	245	3,85	3,0	10,0	0,6	10,6	9,5	1,0	8,5	197,8	10	0,21	13,1	87,0
3	КУ-3	325	4,0	412	245	3,85	3,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	16,1	83,8
4	КУ-4	325	4,0	412	245	3,85	3,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	16,1	83,8
5	КУ-5	325	4,0	412	245	3,85	3,0	10,0	0,6	10,6	9,8	0,5	9,3	197,8	10	0,13	24,2	79,1
6	КУ-6	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	13,3	111,4
7	КУ-7	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	13,3	111,4
8	КУ-8	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,5	1,0	8,5	197,8	10	0,21	10,7	115,5
9	КУ-9	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	13,3	111,4
10	КУ-10	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	13,3	111,4
11	КУ-11	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,8	1,0	8,8	197,8	10	0,18	13,3	111,4
12	КУ-12	426	4,0	412	245	5,05	4,0	10,0	0,6	10,6	9,4	1,0	8,4	197,8	10	0,22	10,0	116,9

РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ АРМАТУР

Расчет остаточного срока службы трубопроводных арматур выполнен в соответствии с требованиями РД 08.00-29.13.00-КТН-012-1-05.

1. Для определения остаточного ресурса арматуры выполняется расчет отбраковочной толщины стенки S_{отб} по допускаемым напряжениям σ_{доп}:

$$S_{отб} = \frac{3,8 \cdot P_{раб} \cdot DN}{2 \cdot \sigma_{доп}}, \text{ где}$$

S_{отб} – отбраковочная толщина стенки, мм;

P_{раб} – рабочее (условное) давление в корпусе, МПа;

DN – номинальный (условный) проход, мм;

σ_{доп} – допускаемое номинальное напряжение материала корпуса арматуры, МПа (значение берётся из таблицы 2);

Таблица 2

Расчётная температура стенки арматуры, °С	Допускаемое напряжение, МПа (кг/см ²) для сталей марок			
	ВСт3	20 и 20к	09Г2С, 16ГС, 17ГС, 16Г1С, 10Г2С1	10Г2
20	140 (1400)	147 (1470)	183 (1830)	180 (1800)
100	134 (1340)	142 (1420)	160 (1600)	160 (1600)

2. Остаточный ресурс арматуры, эксплуатирующейся в условиях статического нагружения, где определяющим повреждением являются общая коррозия или эрозия, протекающие с постоянной скоростью, осуществляется по формуле:

$$R(T) = \frac{S_f - S_{отб}}{V}, \text{ где}$$

R(T) – остаточный ресурс, год;

S_f – фактическая толщина стенки корпусной детали на момент проведения экспертизы, мм;

S_{отб} – минимальная (отбраковочная) толщина стенки корпусной детали, при которой корпусная деталь арматуры должна быть изъята из эксплуатации, мм;

V – скорость коррозии (эрозии), мм/год.

3. Скорость коррозии принимаем согласно ГОСТ 13819 «Коррозия металлов».

Для низколегированных и углеродистых сталей скорость коррозии составляет: V=0,1мм/год.

4. Подставляя данные в формулы, вычисляем значения и заполняем таблицу 2.

5. За остаточный ресурс арматуры принимается минимальное из полученных расчётных значений R(T) для нескольких точек замеренных толщин корпусных деталей обследуемого изделия.

Результаты расчета остаточного срока службы запорной арматуры приведены в Таблице 3.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

113

Формат

Таблица 3

№№	Наименование арматуры и корпусных деталей	Dy, (мм)	Ry, (кгс/см ²)	Марка стали	σ_{all} (МПа)	Sотб. (мм)	Sф. (мм)	V (мм/год)	Остаточный срок службы детали R(T)	Остаточный срок службы арматуры R(T)
1	ЗКЛ 400x40, №б/н крышка	400	40	20	147	20,7	23,0	0,1	23	19
	боковой корпус 1	400	40	20	147	20,7	22,6	0,1	19	
	боковой корпус 2	400	40	20	147	20,7	23,2	0,1	25	
	центральная часть корпуса	400	40	20	147	20,7	23,6	0,1	29	
2	ЗКЛ 400x40, №б/н крышка	400	40	20	147	20,7	22,6	0,1	19	15
	боковой корпус 1	400	40	20	147	20,7	23,1	0,1	24	
	боковой корпус 2	400	40	20	147	20,7	22,5	0,1	18	
	центральная часть корпуса	400	40	20	147	20,7	22,2	0,1	15	
3	ЗКЛ 400x40, №б/н крышка	400	40	20	147	20,7	22,2	0,1	15	14
	боковой корпус 1	400	40	20	147	20,7	23,9	0,1	32	
	боковой корпус 2	400	40	20	147	20,7	22,1	0,1	14	
	центральная часть корпуса	400	40	20	147	20,7	22,7	0,1	20	
4	ЗКЛ 400x40, №б/н крышка	400	40	20	147	20,7	22,7	0,1	20	17
	боковой корпус 1	400	40	20	147	20,7	22,6	0,1	19	
	боковой корпус 2	400	40	20	147	20,7	23,4	0,1	27	
	центральная часть корпуса	400	40	20	147	20,7	22,4	0,1	17	
5	ЗКЛ 400x40, №б/н крышка	400	40	20	147	20,7	23,0	0,1	23	13
	боковой корпус 1	400	40	20	147	20,7	23,1	0,1	24	
	боковой корпус 2	400	40	20	147	20,7	22,4	0,1	17	
	центральная часть корпуса	400	40	20	147	20,7	22,0	0,1	13	
6	ЗКЛ 300x40, №б/н крышка	300	40	20	147	15,5	19,3	0,1	38	37
	боковой корпус 1	300	40	20	147	15,5	19,2	0,1	37	
	боковой корпус 2	300	40	20	147	15,5	19,4	0,1	39	
	центральная часть корпуса	300	40	20	147	15,5	19,5	0,1	40	
7	ЗКЛ 300x40, №б/н крышка	300	40	20	147	15,5	19,2	0,1	37	36
	боковой корпус 1	300	40	20	147	15,5	19,3	0,1	38	
	боковой корпус 2	300	40	20	147	15,5	19,8	0,1	43	
	центральная часть корпуса	300	40	20	147	15,5	19,1	0,1	36	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

114

Формат

ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ И СРОКОВ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА

Возможность и сроки дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода определяется **остаточным сроком службы** трубопроводов, установленным для контрольных участков трубопроводов по результатам проведенной инструментальной диагностики.

Учитывая год ввода в эксплуатацию, прогнозируемый остаточный срок службы при условии соблюдения правил безопасной эксплуатации **составляет 10 лет**.

ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ на трубопровод, принадлежащий: ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

1. Экспертиза промышленной безопасности в части оценки технического состояния и возможности дальнейшей эксплуатации трубопровода ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»: *Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), общей длиной 5547 метров, введенного в эксплуатацию в 2010г. выполнена в июне 2020 года.*

2. На основании результатов проведенной экспертизы промышленной безопасности вынесено следующее решение о дальнейшей эксплуатации трубопровода:

№№	Наименование трубопровода и регистрационный номер	Экспертное заключение
1	<i>Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. № 11041</i>	<i>1. Объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности. 2. Возможно продолжение эксплуатации трубопровода на установленных параметрах при максимальном рабочем давлении 4,0 МПа до следующего диагностирования не позднее 30.06.2024 г.</i>

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ТУ (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – технические устройства) третьей категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.16.00352.002 от 09.09.2016г.

Эксперт в области экспертизы промышленной безопасности Э4ЗС (опасные производственные объекты нефтегазодобывающего комплекса – здания и сооружения) второй категории. Квалификационное удостоверение № АЭ.19.00352.001 от 21.02.2020г.



А.В. Проничев

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ ЭПБ

1. Копия приказа о назначении группы экспертов и специалистов для проведения экспертизы промышленной безопасности № 1/20 от 13.01.2020 г. на 1 листе.
2. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова (утверждена гл. инженером ООО НПФ «Диатех» Г.Г. Циркулянцем 01.04.2019 г.; согласована гл. инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова Ш.Р. Габидуллиным на 6 листах).
3. Протокол анализа эксплуатационно-технической документации № 39-11041-ад/20 от 17.06.2020г. на 1 листе.
4. Акт № 39-11041-ТП по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля трубопровода на 1 листе.
5. Протоколы проведения обследования трубопроводов методами неразрушающего контроля от 17.06.2020г. на 21 листах.
6. Схема диагностируемого трубопровода на 1 листе.
7. Перечень приборов и средств измерений для проведения контроля на 1 листе.
8. Перечень используемой нормативной, технической и методической документации на 1 листе.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

115

Формат



Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 125040, Москва, ул. Ярославская, д. 8, стр. 6, эт. 1, пом. 417
 Детский сад: Россия, 125050, Москва, ул. Большая Луговая, д. 32, стр. 2
 тел.: +7 (495) 119-4010-факс: +7 (495) 254-2668 www.diatex.ru/information/

ПРИКАЗ № 143 от 13 января 2020г.

ПРИКАЗЫВАЮ

1. Назначить и направить в АО «Белкампнефть» им. А.А. Волкова (г. Ижевск) группу экспертов в составе:

Новоселов А.М. – эксперт в области промышленной безопасности ЭНТУ, ЭИТУ,
 Проничев А.В. – эксперт в области промышленной безопасности ЭЭС, ЭТУ, специалист II
 уровня квалификации по ВНК, АЭ, ВД, ПНК,
 Максегов И.М. – эксперт в области промышленной безопасности ЭЭС, ЭТУ, специалист II
 уровня квалификации по ВНК, РК,
 Капранов В.В. – эксперт в области промышленной безопасности ЭТУ, специалист II уровня
 квалификации по ВНК, УК, МК, ПНК, геологист,
 Кузьмин Н.А. – эксперт в области промышленной безопасности ЭНТУ, специалист II уровня
 квалификации по ВНК, УК.

2. Для работ по обследованию нефтепромыслового оборудования и трубопроводов методами неразрушающего контроля в составе экспертизы промышленной безопасности направить специалистов в составе:

Зембеков Н.С. – специалист II уровня квалификации по ВНК, МК, МПМ;
 Кирсанов А.В. – специалист II уровня квалификации по ВНК, УК, РК,
 Спальников М.В. – специалист II уровня квалификации по ВНК, УК,
 Сажгарев М.В. – специалист II уровня квалификации по ВНК, УК,
 Шемякина Т.А. – специалист II уровня квалификации по ВНК

3. Назначить лицом, ответственным за проведение работ по экспертизе промышленной безопасности (экспертному обследованию и техническому диагностированию) технических устройств и трубопроводов АО «Белкампнефть» им. А.А. Волкова эксперта в области промышленной безопасности ЭНТУ, ЭЭС Проничева А.В.

4. Экспертам Новоселову А.М., Капранову В.В., Проничеву А.В., Максегову И.М., Кузьмину Н.А. по результатам проведенной технической диагностики провести экспертизу промышленной безопасности технических устройств и трубопроводов АО «Белкампнефть» им. А.А. Волкова, с оформлением заключения экспертизы промышленной безопасности и предоставления их в Ростехнадзор для внесения в Реестр заключений от имени АО «Белкампнефть» им. А.А. Волкова.

5. Ознакомить экспертную группу и специалистов с данным приказом.

6. Контроль за данным приказом возложить на главного инженера Царулянина Г.Г.

Президент



А.С.Клепунов

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

116



Российская Академия Естественных Наук
 Научно-производственная фирма
 «Диагностические Технологии для Техносферы»

Местонахождение: Россия, 125040 Москва, ул. Брестская, д. 8 корп. 1, 4 этаж
 Почтовый адрес: Россия, 125090 Москва, ул. Улановская, д. 21 стр. 2
 тел. +7 (495) 339-4400 факс. +7 (495) 241-5060 www.diatesh.ru

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер

АО «Белкамнефть»

им. А.



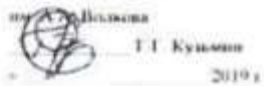
ПРОГРАММА
 ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ
 И ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
 ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ
 АО «БЕЛКАМНЕФТЬ» им. А.А. Волкова

СОГЛАСОВАНО

Начальник УДНГ

АО «Белкамнефть»

им. А.А. Волкова



УТВЕРЖДАЮ

Зам. главного инженера

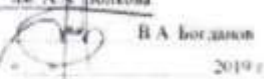
ООО НПО «Дилекс»



Начальник УДНГ

АО «Белкамнефть»

им. А.А. Волкова



МОСКВА - НЕЖЕВСК
 2019 г.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая Программа разработана с целью проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) внутрипромысловых и технологических трубопроводов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова в рамках договора между ООО «Научно-производственная фирма «Диагностические технологии для нефтесферы» и АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Программа составлена в соответствии с требованиями:

- Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.1997г. (с изменениями);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности». Утверждены приказом Ростехнадзора № 538 от 14.11.2013г.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены приказом Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013г.
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Утверждены приказом Ростехнадзора № 515 от 30.11.2017г.
- Положение АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова П-УДП/08-01 «Положение о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».
- Положение АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова П-УПБ/06-02 «Положение о технической эксплуатации технологических трубопроводов».

Внутрипромысловые и технологические трубопроводы являются объектами повышенной опасности. Для дальнейшего надежного и безопасного функционирования внутрипромысловых трубопроводов требуется применение современных диагностических технологий.

Особенностью установленных настоящей Программой диагностических технологий является их применение в процессе эксплуатации внутрипромысловых и технологических трубопроводов без остановки производства и вмешательства в технологический процесс их эксплуатации, что существенно повышает *интерактивность* применяемых диагностических технологий.

2. ОПАСНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

К опасным условиям эксплуатации внутрипромысловых и технологических трубопроводов, которые должны быть обнаружены и выявлены при диагностическом обследовании, относятся:

2.1. *Общие и локальные коррозионные повреждения*, которые приводят к уменьшению толщины стенки трубопровода ниже величины, необходимой для обеспечения прочности трубопровода.

2.2. *Питтинговые коррозионные повреждения*, создающие угрозу возникновения утечки транспортируемых продуктов.

2.3. *Дефекты материала трубы, сварных швов, сварной арматуры* в виде трещин, пор, несправов, расплавлений, расслоений и др., снижающие прочность и безопасность трубопровода.

2.4. *Концентраторы напряжений, деформаций* любого вида, ведущие к формированию и развитию поверхностных, подповерхностных и объемных дефектов и создающие угрозу разрывов и разрушений трубопровода.

2.5. *Несовершенства формы и геометрии* в виде юкатыи, гофр, паралич, искривлений, смещений кромок сварных швов, несоосности, создающие геометрические концентраторы

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

118

Формат

напряжений и деформаций и выявляющие образование и развитие очагов микро- и макроразрушений.

2.6. *Дегривация материала* трубопровода, сварных швов, арматуры вследствие процессов старения, окисловывания, усталости, ведущая к резкому изменению и ухудшению прочности и пластичности материала и его разрушению.

2.7. Утечки в трубопроводе, запорной арматуре и других элементах трубопровода.

3. ПОРЯДОК ОБСЛЕДОВАНИЯ ВНУТРИПРОМЫСЛОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Анализ технической документации на трубопровод, в том числе:

- установление сроков изготовления и пуска в эксплуатацию трубопровода;
- анализ конструктивных особенностей оборудования, материалов, технологий изготовления, в том числе:
 - определение расположения сварных стыков, запорно-регулирующей арматуры, тройников, отводов, штуцеров и т.д.;
 - соответствие смонтированного трубопровода проектным требованиям;
 - определение технологий сварочно-монтажных работ (СМР);
 - уточнение параметров и режимов эксплуатации трубопровода: состав, давление, температура и скорость рабочих сред;
- определение методов и способов защиты от внешней и внутренней коррозии; анализ актов проверки состояния коррозионной защиты;
- анализ результатов предыдущих технических осмотров, обследований, обслуживания, осмотров, испытаний, а также данных о повреждениях, ремонтах и реконструкциях;
- анализ разрешительной документации на эксплуатацию трубопроводов (лицензии на право эксплуатации, страховых полисов, наличие и содержание должностных и производственных инструкций, протоколов о проверке знаний ИПР и обслуживающего персонала, приказов о назначении ответственных лиц, последних предписаний Ростехнадзора и т.д.)

3.2. *Прокладка трассы трубопровода*. Определение фактической осевой линии, глубины заложения, высотного и пространственного положения трубопроводов (при помощи спутниковой навигационной системы глобального позиционирования – GPS).

3.3. *Осмотр трассы и охранной зоны* трубопровода. При осмотре трассы должно быть обращено особое внимание на:

- выявление возможных утечек перекачиваемой жидкости по выходу на поверхность;
- выявление производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;
- выявление оголений, размывов, оползней, завалов и т.п.;
- состояние подводных переходов через реки, ручьи, овраги;
- состояние воздушных переходов через различные препятствия;
- состояние пересечений с железными и автомобильными дорогами;
- выявление несанкционированных переходов;
- состояние вдольтрассовых сооружений (линейных зданий, защитных противопожарных и противопроливных сооружений, вдольтрассовых дорог, питающих указателей трассы)

3.4. *Составление схемы обследования трубопровода*. Составление схемы обследования трубопровода, с нанесением на ней (с координатной сеткой, направлением на «север» и привязкой к местности) естественных и искусственных преград, контрольных участков, запорной арматуры и вспомогательных устройств (манометрических врезок, вантузов и прочее).

3.5. *Определение потенциально-опасных участков* и мест шурфовки трубопровода методами бесконтактного обследования на опасных и доступных для контроля участках трубопровода: диагностика с помощью магнитной памяти металла. Оценка контроля сплошности изоляционного покрытия и глубина залегания трубопровода производится устройством картографирования током в трубопроводе РСМ. Оценка напряженно-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

119

Формат

деформированным состоянии (ИДС) металла подземного трубопровода бесконтактным методом проводится на опасных и доступных для контроля участках трубопровода, контактным методом – на запорной арматуре с помощью измерителя концентрации напряжений ИКН-3М-12.

3.6. Наружный осмотр неглубоких участков трубопровода и вскрытых участков (в шурфах) в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю». При выполнении наружного осмотра особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию сварных швов;
- состоянию подземных переходов через естественные и искусственные преграды;
- состоянию зон возможного скопления иловой воды, конденсата, твердых осадков;
- состоянию фланцевых соединений, правильности работы опор;
- состоянию и работе компенсирующих устройств;
- состоянию уплотнений запорной арматуры;
- вибрации трубопроводов;
- состоянию изоляции и антикоррозионных покрытий;
- состоянию глухих отводов, сварных тройников, переходов и других фасонных деталей;
- степени увлажненности грунта;
- состоянию подземной части берегоукреплений, сохранности балластных грузов.

При проведении визуального и измерительного контроля внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства), а также участки трубопроводов перед запорной арматурой и после нее, близки линии электропередач и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (ступенчатые и временно неработающие участки).

При визуальном и измерительном контроле вскрытых контрольных участков трубопровода необходимо произвести инструментальный обмер выявленных дефектов (трещины, ямы, вымятин и других механических повреждений), проверить качество сварных швов визуально-измерительными и ультразвуковыми (капиллярными) методами контроля.

3.7. Обследование переходов через естественные и искусственные преграды трубопроводов. Выполняется обследование переходов через водные преграды, железные и автомобильные дороги общего пользования в пределах их границ, согласно требований п.п. 104 – 113 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Утверждены приказом Ростехнадзора № 515 от 30.11.2017г.

3.8. Установление технического состояния изоляционного покрытия трубопроводов. Выполняется визуальная диагностика изоляции на неглубоких и вскрытых участках трубопровода (в шурфах). Устанавливается:

- наличие изоляционного покрытия;
- тип и основные характеристики изоляционного покрытия;
- деформация изоляции к трубопроводу в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- вид и размеры дефектов изоляционного покрытия;
- факт проведения и качество восстановления изоляции трубопровода в шурфах после проведения диагностических работ.

3.9. Ультразвуковая толщинометрия трубопроводов в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщинометры ультразвуковые. Общие технические требования».

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
120

3.9.1. При определении коррозионного поражения контрольного участка трубы измерения следует проводить в количестве не менее 12 измерений по окружности трубы в одном сечении. Количество контрольных участков зависит от размера оценки риска в соответствии с Положением П-УДП/08-01 «Положение о технической эксплуатации внутрипромышленных трубопроводов» и Положением П-УПП/06-02 «Положение о технической эксплуатации технологических трубопроводов». При определении коррозионного поражения по толщине обрешеченной (НО) трубы измерения проводятся по дуге 30° в нижней части трубы через 7-10 мм. Указываются минимальные (НО min), максимальные (НО max) значения толщины стенки трубы в пределах указанного угла.

3.9.2. Толщина воротника фланца измеряется в 4 точках по окружности.

3.9.3. Толщина стенки корпуса арматуры измеряется в местах с наименьшей толщиной не менее чем в 4 точках.

3.9.4. Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках трубопроводов.

При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной до 20 м и межсекционных трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять замер толщины стенок не менее чем в трех местах.

3.9.5. Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте следует проводить не менее чем в 12 точках по периметру, а на отводах - не менее чем в 4-6 точках по выпуклой и вогнутой частям.

3.9.6. При обнаружении недопустимых согласно норм заданной толщины стенок трубопровода все трубопроводы, находящиеся на данном объекте со сходными условиями эксплуатации, подлежат дополнительному дискретному осмотру.

3.10. Неразрушающий контроль сварных соединений и основного металла трубопроводов выполняется на незаглубленных и вскрытых участках трубопровода (в шурфах) методами ультразвуковой дефектоскопии (методом магнитной памяти металла) и контроля проникающими веществами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», РД 34.17.437-95 «Методика определения зон концентрации механических напряжений по остаточной намагниченности металла», ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования». Особое внимание должно быть уделено сварным соединениям в местах ремонта трубопровода.

Количество контрольных сварных стыков технологических трубопроводов определяется в зависимости от категории трубопровода, на основании анализа эксплуатационной документации. Количество контрольных сварных стыков внутрипромышленных трубопроводов на незаглубленных и вскрытых участках трубопровода (в шурфах) должно быть не менее двух для каждого типоразмера трубы.

Кроме того, в необходимых случаях проводится акустико-эмиссионный контроль участков трубопровода в соответствии с ПН 03-593-03 «Правилами организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов». Участки, подлежащие проведению акустико-эмиссионного контроля, определяет эксперт. Как правило, это подводные переходы и пересечения с автомагистралями, а также участки прокладки трубопровода с высокой агрессивностью грунтов.

3.11. Диагностика запорной арматуры, вентилей, манометрических врезок, вентилей, клапанов выполняется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромышленных трубопроводов», Положением П-УДП/08-01 «Положение о технической эксплуатации внутрипромышленных трубопроводов» и Положением П-УПП/06-02 «Положение о технической эксплуатации технологических трубопроводов». При этом устанавливается:

- наличие площадки обслуживания, ограждения и надписей с номерами согласно операционной схеме, указатели направления вращения на закрытие и открытие;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

121

- состояние корпуса арматуры, фланцевых соединений, их воротников, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа (наличие раковин, трещин и других дефектов);
- фактической толщины стенки корпуса;
- состояния сварных соединений.

3.12. Определение физико-химических свойств металла трубопровода. Измерение твердости материала трубопровода в соответствии с требованиями ГОСТ 18061-73 «Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка». При необходимости выполняется анализ химического состава и металлографические исследования.

3.13. Анализ и оценка технического состояния опор в составе трубопровода. Измерение деформаций свайных опор в случае появления недопустимых трещин, деформации сварных швов, рывков и изменений условий работы трубопровода. Определение срока службы безаварийной эксплуатации опор.

3.14. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода выполняется по результатам всех проведенных обследований.

3.15. Оценка степени коррозионной активности грунтов проводится в соответствии с ГОСТ 9.602-89 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

3.16. Анализ результатов технического диагностирования. Систематизация и классификация дефектов, поврежденных трубопровода. Экспертная оценка степени опасности дефектов, повреждений, изменений формы, геометрии трубопровода, обозначение дефектов и коррозионноопасных участков на схеме объекта.

3.17. Проведение расчетов на прочность и остаточного (прогнозируемого) ресурса трубопровода и запорной арматуры с учетом имеющихся обнаруженных дефектов и повреждений. Расчет отбраковочной толщины стенки, средней скорости коррозии и остаточного (прогнозируемого) ресурса внутрипромыслового трубопровода проводится по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений», Федеральными нормами и принципами в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Для расчета принимается минимальное значение толщины стенки трубопровода по данным толщинометрии, время с момента начала эксплуатации трубопровода до момента обследования. Расчет отбраковочной толщины стенки и остаточного (прогнозируемого) ресурса трубопроводных арматур проводится в соответствии с РД 08.00-29.13.00-КТН-012-1-05. Для расчета принимаются минимальные значения толщины стенок корпусных деталей запорных арматур по данным ультразвуковой толщинометрии, допустимое номинальное напряжение материала корпуса арматуры.

3.18. Разработка рекомендаций о местах, объемах и очередности выполнения ремонтно-профилактических работ. В случае необходимости проведения корректирующих мероприятий разрабатывается План корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации трубопровода на предельно возможный период.

3.19. Оформление Технического отчета или Заключение экспертизы промышленной безопасности о техническом состоянии трубопровода, возможности и сроках его дальнейшей эксплуатации.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

122

Формат

ПРОТОКОЛ № 39-11041-ад/20 от 17.06.2020 года
анализа эксплуатационно-технической документации трубопровода

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
 (наименование предприятия, где проводилась экспертиза)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Критерий оценки Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»

Анализ выполнен по следующей документации, представленной Заказчиком:

- а) паспорт трубопровода.
 б) акты ревизий и испытаний трубопровода.
 в) схема трубопровода.

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА:

Расчетный срок эксплуатации, лет	10
Год ввода в эксплуатацию	2010
Продолжительность эксплуатации, лет	10
Марка материала	Сталь 20
Общая длина трубопровода, м	5547
Рабочее давление, МПа	4,0
Расчетное давление, МПа	4,0
Рабочая среда	ГЖС
Назначение трубопровода	транспортировка ГЖС
Температура рабочей среды, °С	+20 °С
Данные о монтаже	ООО «Белкамстрой» в 2010 г.
Запись о ремонте и переустройстве трубопровода	Сведения отсутствуют
Сведения о трубах и фасонных деталях	труба стальная, 325х10,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; отводы 325х10,0, Сталь 20, ГОСТ 17375-2001; труба стальная, 426х10,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; отводы 426х10,0, Сталь 20, ГОСТ 17375-2001; труба стальная, 159х6,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; труба стальная, 273х8,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; труба стальная (футляр), 720х10,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; труба стальная (футляр), 530х10,0, Сталь 20, ГОСТ 8732-78; тройник 426х12, сталь 20, ГОСТ 17378-2001; тройник 325х10, сталь 20, ГОСТ 17375-83;
Сведения об арматуре и фасонных деталях (литых и кованных)	ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 400х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 300х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001 ЗКЛ 300х40, №б/н, сталь 20, ГОСТ 17378-2001
Последняя ЭПБ	Первичная ЭПБ
Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов	начальник НГДУ-1, ЦДНГ-1 Минияров Ф.Х. (приказ № ГД-01/153 от 20.05.2020 г.)

Работу выполнил:

Эксперт



А.В. Проничев

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

123

Приложение № 4
УТВЕРЖДАЮ
Руководитель экспертной организации
ООО НПФ «Диатех»
_____ А.С. Клещун
« 22 » июня 2020 г.

А К Т № 39-11041-ТП
по результатам технического диагностирования, неразрушающего контроля
трубопровода

Настоящий акт составлен о том, что проведено обследование технического состояния внутри-промыслового трубопровода: *Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка")*, рег. №11041.
Цель обследования – определение возможности, условий и сроков дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода.
Объем проведения работ: согласно технического задания и утвержденной программы проведения технического диагностирования.

Обследование проводилось в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013 г.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утверждены приказом Ростехнадзора № 538 от 14.11.2013 г.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора № 515 от 30.11.2017 г.
5. «Программа проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности трубопроводов АО «Белкамнефть».

Заключение: по результатам обследования выявлено, что дефектов, препятствующих возможности дальнейшей безопасной эксплуатации трубопровода, не обнаружено.
Заключения, протоколы по результатам неразрушающего контроля в приложениях к заключению экспертизы промышленной безопасности № 39-11041/20Н1.

Руководитель ЭДГ



А.В. Проничев

Специалист по НК



А.В. Проничев

Специалист по НК



Н.С. Зембеков

Специалист по НК



Н.А. Кузьмин

Взам. инв. №	Подп. и дата				

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

124

Формат

ПРОТОКОЛ № 39-11041-бмд/20 от 17.06.2020 года по результатам бесконтактного магнитометрического обследования

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, НГДУ-1, ЦДНГ-1 (наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Приборы и средства измерения для проведения измерения магнитометрического контроля:

- измеритель концентраций напряжений «ИКН-3М-12», заводской № 3М-12-166 (свидетельство о поверке № 1166, действительно до 15.01.2021 г.);

Критерий оценки РД 102-008-2002. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Ростехнадзора №515 от 30.11.2017г.

Шаг сканирования 0,032м

Критерий оценки РД 102-008-2002

Бесконтактная магнитометрическая диагностика (БМД) проводилась с поверхности земли с использованием измерителя концентрации напряжений «ИКН 3М-12». Данный метод основан на измерении искажений магнитного поля Земли (Hз), обусловленных изменением магнитной проницаемости металла трубы в зонах концентрации напряжений (ЗКН) и в зонах развивающихся коррозионно-усталостных повреждениях. Характер изменений поля Hз может быть обусловлен деформацией трубопровода, возникающей в нём вследствие ряда факторов: остаточных технологических и монтажных напряжений, рабочей нагрузки и напряжений самокомпенсации при колебаниях температуры наружного воздуха и среды (грунта, воды и т.д.).

При расшифровке информации о состоянии трубопровода используются критерии и программный продукт, разработанный ООО «Энергодиагностика» (г. Москва).

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА

По результатам магнитометрического контроля внутрипромыслового трубопровода, недопустимые магнитные аномалии (зоны концентрации напряжений), сопряженные с дефектами металла трубопровода, не выявлены.

На основании обработки результатов бесконтактного магнитометрического контроля не выявлено участков с повышенным уровнем напряженно-деформированного состояния (НДС) для проведения шурфовых работ на трубопроводе.

Работу выполнили:

Специалист МК 2-го уровня

Н.С. Зембеков

Руководитель ЭДГ

А.В. Проничев



Table with 2 columns: Взам. инв. №, Подп. и дата

Table with 6 columns: Изм., Код, Лист, №, Подп., Дата

Д050210150000-3-ПЗ

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-Бмд/20 от 17.06.2020 года
трассодиагностики трубопровода**

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, НГДУ-1 ЦДНГ-1

(наименование предприятия, где проводилась экспертиза)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Топогеодезическая диагностика трассы трубопровода проводилась путем обхода с целью определения фактической оси, глубины заложения, отводов, врезок (в том числе несанкционированных), мест пересечений с дорогами, другими трубопроводами, линиями электропередач, кабелями и другими коммуникациями, естественными и искусственными преградами.

Фактическое положение оси трубопровода определено с помощью токового топографа трубопроводов «Radiodetection PCM 400», совмещенной с системой спутниковой навигации GPS.

Перечень приборов и средств измерений для проведения трассодиагностики трубопровода:

- аппаратура спутниковая «Ashtech ProMark 120(L1)», заводской № 206133700514;

Результаты трассодиагностики с указанием координаты мест выполнения диагностики неразрушающими методами представлены в Таблице 4.1.

Координаты элементов трубопровода

Таблица 4.1

№№	Характеристика участка	Расстояние от начала трассы, м	Высота над уровнем моря, м	Глубина заложения, м	Географические координаты					
					Сев. широта			Вост. долгота		
					Град.	Мин.	Сек.	Град.	Мин.	Сек.
1	в врезки	0	175	0	56	04	18,72	54	00	24,31
2	КУ-1	443	177	1,1	56	04	33,03	54	00	26,27
3	КУ-2	1003	141	1,0	56	04	51,16	54	00	27,54
4	КУ-3	2302	126	1,0	56	05	05,99	54	00	34,44
5	КУ-4	2942	92	0	56	05	12,31	54	00	34,31
6	КУ-5	4022	120	0	56	05	48,83	54	01	01,41
7	КУ-6	4479	103	1,2	56	05	57,54	54	01	11,45
8	КУ-7,8	4600	93	0	56	06	01,00	54	01	14,80
9	КУ-8	4878	91	1,5	56	06	09,86	54	01	17,65
10	КУ-10	5153	84	0	56	06	18,50	54	01	21,43
11	КУ-11,12	5547	112	0	56	06	34,39	54	02	14,96

Длина внутрипромыслового трубопровода, подвергнутая экспертизе промышленной безопасности составила: **5547 м**. По результатам осмотра трассы, утечек продукта по выходу на поверхность из обследуемого трубопровода **не обнаружено**.

Пересечение трубопровода с оврагами, ЛЭП не обнаружено. Пересечение трубопровода с автодорогами между т. врезки и КУ-1, КУ-5 и КУ-6, КУ-10 и КУ-11. Пересечение трубопровода с водными преградами между КУ-4 и КУ-5, КУ-8 и КУ-9, КУ-10 и КУ-11.

Оголений, размывов, оползней, оврагов **не выявлено**. Недопустимых дефектов в виде искривления (выпучивания) осей трубопровода **не обнаружено**.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

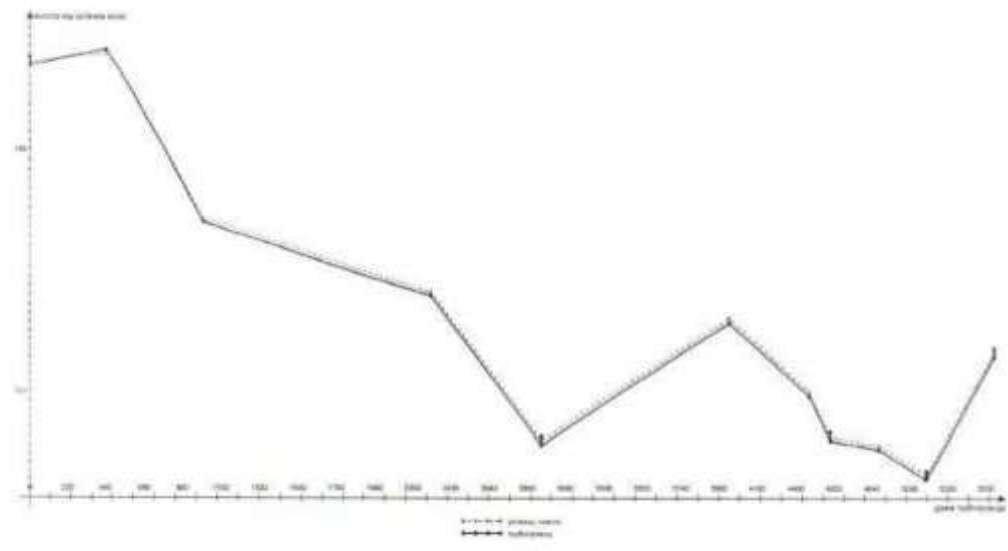
Лист

126

Формат

Профиль залегания трубопровода в грунте изображен на графике № 1.

График № 1



Работу выполнили:
 Специалист МК 2-го уровня
 Руководитель ЭДГ

Н.С. Зембеков
 А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

АКТ № 39-11041-вк/20 от 17.06.2020 года
визуального и измерительного контроля трубопровода

1. В соответствии с договором № Д001410200000 от 01.01.2020г. с АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова» выполнен визуальный и измерительный контроль трубопровода Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Находящегося в эксплуатации: ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова»

Контроль выполнен согласно РД 03-606-03, Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

(наименование или шифр НТД)

2. При проведении визуально-измерительного контроля использовались следующие средства контроля и инструменты:

- набор для визуально – измерительного контроля, серийный номер П0006-20 в составе:

№ п/п	Наименование	Зав.номер	№ поверки/калибровки срок
1	Линейка измерительная металлическая L-300	00141	№ПН-11043 до 30.10.2020г
2	Штангенциркуль ШЦ 1-125-0,1	18100622	1-3774/2019 до 08.12.2020г
3	Угольник поверочный УП 160x100	1435	71162К-19 до 12.12.2020г
4	Набор радиусов №1	б/н	ДНЮ-8858-19 до 30.12.2020
5	Набор радиусов №3	0607	ДНЮ-8961-19 до 30.12.2020
6	Набор щупов №4	0614	ДНЮ-7414-19 до 30.12.2020г
7	Универсальный шаблон сварщика УШС-3	1302	353-ПЗ/20 до 19.01.2021г
8	Рулетка измерительная 5 м	Г23381	61579-19 до 06.11.2020г
9	Лупа измерительная ЛИ-3-10х с подсветкой	1164	ПА-17805 до 16.12.2021
10	Лупа ЛПП 1-7х	б/н	-
11	Лупа просмотровая х3 с подсветкой	б/н	-
12	Зеркало телескопическое «Эксперт»	б/н	-

3. Расположение контрольных участков указано на схеме трубопровода в *Приложении № 6*. Результаты визуального и измерительного контроля приведены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2

№ п/п	Наименование элемента объекта контроля, номер контрольного участка (КУ), пикет (ПК)	Характеристика участка	Результаты контроля
1	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-1, ПК 4+43	шурф глубиной h=1,1м	Трубопровод $\varnothing 325$ мм в полимерной ленте без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии.
2	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-2, ПК 10+03	шурф глубиной h=1,0м	Трубопровод $\varnothing 325$ мм в битумной мастике без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии.
3	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-3, ПК 23+02	шурф глубиной h=1,0м	Трубопровод $\varnothing 325$ мм в полимерной ленте без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии.
4	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-4, ПК 29+42	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 325$ мм в полимерной ленте без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворитель-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

128

Формат

№ п/п	Наименование элемента объекта контроля, номер контрольного участка (КУ), пикет (ПК)	Характеристика участка	Результаты контроля
			ное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
5	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-5, ПК 40+22	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 325$ мм в полимерной ленте без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
6	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-6, ПК 44+79	шурф глубиной h=1,2м	Трубопровод $\varnothing 426$ мм в полимерной ленте без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии.
7	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-7, ПК 46+00	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 426$ мм с лакокрасочным покрытием без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
8	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-8, ПК 46+00	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 426$ мм с лакокрасочным покрытием без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. На контролируемом участке трубопровода смонтирован отвод $\varnothing 426$ мм. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
9	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-9, ПК 48+78	шурф глубиной h=1,5м	Трубопровод $\varnothing 426$ мм в битумной мастике без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии.
10	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-10, ПК 51+53	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 426$ мм с лакокрасочным покрытием без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
11	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соединений, состояние изоляционного покрытия), КУ-11, ПК 55+47	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 426$ мм с лакокрасочным покрытием без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии в удовлетворительном состоянии. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
12	Трубопровод (поверхность трубопровода, качество сварных соеди-	Открытый участок	Трубопровод $\varnothing 426$ мм с лакокрасочным покрытием без повреждений в удовлетворительном состоянии. Основной металл трубопровода без коррозионных повреждений и язвенной коррозии

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

129

Формат

№ п/п	Наименование элемента объекта контроля, номер контрольного участка (КУ), пикет (ПК)	Характеристика участка	Результаты контроля
	нений, состояние изоляционного покрытия), КУ-12, ПК 55+47		в удовлетворительном состоянии. На контролируемом участке трубопровода смонтирован отвод Ø426мм. Стыковые сварные соединения выполнены ручной электродуговой сваркой. Состояние сварных соединений удовлетворительное. Состояние крепежных, фасонных деталей удовлетворительное.
13	Трубопровод (переходы через водные преграды, овраги, автодороги, пересечение с ЛЭП)	Подземный участок	Пересечение трубопровода с оврагами, ЛЭП не обнаружено. Пересечение трубопровода с автодорогами между т.врезки и КУ-1, КУ-5 и КУ-6, КУ-10 и КУ-11. Пересечение трубопровода с водными преградами между КУ-4 и КУ-5, КУ-8 и КУ-9, КУ-10 и КУ-11,

По результатам визуального и измерительного контроля, выявлено:

– дефектов, влияющих на безопасную эксплуатацию трубопровода, не обнаружено

Работу выполнили:

Специалист ВИК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ


Н. А. Кузьмин


А. В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

130

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-тмт/20 от 17.06.2020 года
ультразвуковой толщинометрии трубопроводов**

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. № 11041

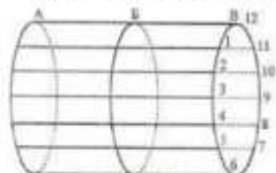
Контроль выполнялся в соответствии ГОСТ Р 55614-2013

Критерий оценки в соответствии Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

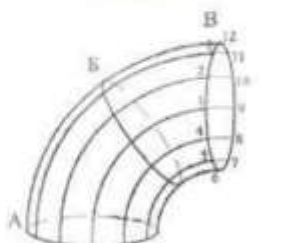
Перечень приборов и средств измерений для проведения ультразвуковой толщинометрии:

- толщиномер ультразвуковой «А1208», заводской № 2091174 (свидетельство о поверке № 01174УТ/20, действительно до 16.01.2021г.);

Схемы проведения измерений толщины стенки трубопровода приведена на рисунке 4.1.



1. Измерения толщины стенки на прямолинейных участках проводятся в сечениях А, Б, В, в точках 1-12 по периметру трубы. В таблице указаны минимальные (HO_{\min}), максимальные (HO_{\max}) значения толщины стенки трубы.



2. Измерения толщины стенки на отводах проводятся в сечениях А, Б, В, в точках 1-12 по периметру отвода. В таблице указаны минимальные (HO_{\min}), максимальные (HO_{\max}) значения толщины стенки отвода.

Рис. 4.1. Схема измерения толщины стенки прямолинейного трубопровода и отвода

Расположение контрольных участков указано на схеме трубопроводов в *Приложении № 6*. Результаты ультразвуковой диагностики представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3

№№ п/п	Номер контр. участка	Диаметр, мм	Номинальная толщина стенки трубопровода, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	№№ точек замеров в сечении	Измеренная толщина стенки, мм			Минимальная измеренная толщина HO_{\min} , мм	Максимальная измеренная толщина HO_{\max} , мм	Коррозионный износ, %
						сечение					
						А	Б	В			
1	КУ-1 (труба)	Ø325	10,0	3,0	1	9,8	9,8	9,9	9,8	10,0	2,0
					2	10,0	9,9	10,0			
					3	9,9	9,9	9,9			
					4	9,8	9,9	9,9			
					5	9,8	9,8	9,8			
					6	9,9	9,9	9,9			
					7	10,0	9,8	9,8			
					8	9,8	9,9	9,9			
					9	9,9	9,8	9,8			
					10	10,0	10,0	9,9			
					11	9,8	9,8	9,9			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

131

Формат

					12	9,9	9,9	10,0			
2	КУ-2 (труба)	Ø325	10,0	3,0	1	9,7	9,7	9,6	9,5	9,7	5,0
					2	9,7	9,6	9,6			
					3	9,7	9,5	9,5			
					4	9,7	9,5	9,7			
					5	9,7	9,5	9,7			
					6	9,6	9,6	9,7			
					7	9,5	9,5	9,6			
					8	9,7	9,6	9,7			
					9	9,6	9,6	9,5			
					10	9,6	9,6	9,6			
					11	9,5	9,5	9,7			
					12	9,6	9,6	9,6			
3	КУ-3 (труба)	Ø 325	10,0	3,0	1	9,9	9,8	10,0	9,8	10,0	2,0
					2	10,0	9,9	9,8			
					3	9,8	9,9	9,9			
					4	9,8	10,0	9,8			
					5	9,9	10,0	9,9			
					6	10,0	9,9	9,9			
					7	10,0	10,0	9,8			
					8	9,9	9,9	9,9			
					9	9,9	9,9	9,9			
					10	9,8	9,9	10,0			
					11	9,9	9,9	9,8			
					12	10,0	9,9	9,9			
4	КУ-4 (труба)	Ø 325	10,0	3,0	1	9,9	9,9	9,9	9,8	10,0	2,0
					2	10,0	9,8	9,9			
					3	9,9	10,0	9,9			
					4	9,9	9,9	9,9			
					5	9,8	9,9	9,9			
					6	10,0	9,8	9,9			
					7	9,9	9,9	9,8			
					8	9,8	10,0	10,0			
					9	9,9	9,9	9,9			
					10	9,9	9,9	10,0			
					11	9,9	10,0	10,0			
					12	9,9	9,9	9,9			
5	КУ-5 (труба)	Ø 325	10,0	3,0	1	10,0	9,9	9,9	9,8	10,0	2,0
					2	9,8	9,9	9,9			
					3	9,9	9,9	9,9			
					4	9,9	9,9	9,9			
					5	9,8	10,0	10,0			
					6	9,8	9,9	9,9			
					7	9,8	9,9	10,0			
					8	9,9	9,9	9,9			
					9	10,0	9,9	10,0			
					10	9,9	9,9	9,9			
					11	9,8	9,8	9,9			
					12	9,9	10,0	9,9			
6	КУ-6 (труба)	Ø426	10,0	4,0	1	9,8	9,8	9,9	9,8	10,0	2,0
					2	9,8	10,0	10,0			
					3	10,0	10,0	9,9			
					4	10,0	9,9	9,8			
					5	9,9	10,0	9,9			
					6	10,0	9,8	9,9			
					7	10,0	9,9	9,8			
					8	9,8	10,0	10,0			
					9	9,8	9,9	9,8			
					10	9,8	9,9	9,9			
					11	9,9	10,0	9,9			
					12	9,8	9,9	9,8			
7	КУ-7 (труба)	Ø 426	10,0	4,0	1	10,0	10,0	9,8	9,8	10,0	2,0
					2	9,9	9,9	9,9			
					3	9,9	9,8	9,8			
					4	9,9	9,9	9,9			
					5	9,9	10,0	10,0			
					6	9,8	9,9	10,0			
					7	9,9	10,0	9,9			
					8	10,0	9,8	9,9			
					9	9,9	9,9	9,9			

Взам. инв. №
Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

					10	10,0	9,9	9,8			
					11	10,0	9,8	9,9			
					12	9,9	9,8	9,9			
8	КУ-8 (отвод)	∅ 426	10,0	4,0	1	9,7	9,6	9,7	9,5	9,7	5,0
					2	9,5	9,7	9,7			
					3	9,6	9,6	9,5			
					4	9,6	9,5	9,6			
					5	9,7	9,6	9,7			
					6	9,5	9,6	9,5			
					7	9,7	9,6	9,6			
					8	9,7	9,6	9,5			
					9	9,5	9,5	9,5			
					10	9,7	9,6	9,6			
					11	9,6	9,6	9,7			
					12	9,6	9,6	9,6			
9	КУ-9 (труба)	∅ 426	10,0	4,0	1	9,9	9,8	9,8	9,8	10,0	2,0
					2	9,9	9,8	9,9			
					3	9,9	9,8	10,0			
					4	9,9	10,0	9,8			
					5	9,8	9,9	9,9			
					6	9,9	9,9	9,9			
					7	10,0	9,9	9,9			
					8	9,9	9,9	9,8			
					9	9,8	9,9	10,0			
					10	9,9	9,9	9,8			
					11	9,9	9,8	9,9			
					12	9,8	10,0	9,8			
10	КУ-10 (труба)	∅ 426	10,0	4,0	1	9,8	9,8	9,8	9,8	10,0	2,0
					2	10,0	9,9	10,0			
					3	9,9	9,8	9,8			
					4	9,8	9,9	9,9			
					5	9,8	10,0	10,0			
					6	9,9	9,9	10,0			
					7	9,8	9,8	9,9			
					8	9,8	10,0	9,8			
					9	9,9	9,8	9,9			
					10	9,9	10,0	9,9			
					11	9,9	9,9	9,9			
					12	10,0	9,9	10,0			
11	КУ-11 (труба)	∅ 426	10,0	4,0	1	9,9	9,9	9,9	9,8	10,0	2,0
					2	9,9	9,9	10,0			
					3	9,9	9,8	10,0			
					4	9,8	9,8	9,9			
					5	10,0	10,0	10,0			
					6	9,9	9,9	9,9			
					7	9,8	9,9	10,0			
					8	9,9	9,9	9,9			
					9	10,0	9,9	9,8			
					10	10,0	9,8	9,9			
					11	9,9	9,9	9,9			
					12	9,9	9,8	10,0			
12	КУ-12 (отвод)	∅ 426	10,0	4,0	1	9,5	9,8	9,5	9,4	9,8	6,0
					2	9,6	9,8	9,6			
					3	9,6	9,6	9,5			
					4	9,5	9,7	9,6			
					5	9,7	9,6	9,5			
					6	9,4	9,6	9,6			
					7	9,6	9,4	9,7			
					8	9,6	9,6	9,7			
					9	9,6	9,7	9,7			
					10	9,7	9,6	9,7			
					11	9,6	9,5	9,7			
					12	9,6	9,7	9,6			

По результатам диагностики минимальная толщина стенок трубопровода:
 для отводов ∅ 426x10,0 мм – 9,4 мм, максимальный коррозионный износ составляет 6,0 % от первоначального номинального значения толщины;
 для труб ∅ 325x10,0 мм – 9,8 мм, максимальный коррозионный износ составляет 2,0 % от первоначального номинального значения толщины;

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

133

Формат

для труб $\varnothing 426 \times 10,0$ мм – 9,8 мм, максимальный коррозионный износ составляет 2,0 % от первоначального номинального значения толщины.

Работу выполнили:

Специалист УЗК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин

А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 39-11041-уз/20 от 17.06.2020 года
по ультразвуковому контролю качества сварных соединений трубопровода**

АО «Буркамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Контроль выполнялся в соответствии ГОСТ Р 55724-2013, ВСН 012-88

Перечень приборов для проведения ультразвукового контроля:

- дефектоскоп ультразвуковой Пеленг УДЗ-103, заводской № 5605 (свидетельство о поверке № 05605УД/20, действительно до 16.01.2021 г.);

Критерий оценки ВСН 012-88

Результаты ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений приведены в Таблице 4.4.

РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ

Таблица 4.4

№№ п/п	№ стыка (расположение)	Диаметр и толщина стенки, мм	Номер сварного соединения	Предельная чувствительность, мм ²	Описание обнаруженных дефектов	Заключение
1	КУ-4	325x10,0	1 от врезки	1,8	Дефектов не обнаружено	годен
2	КУ-5	325x10,0	2 от врезки	1,8	Дефектов не обнаружено	годен
3	КУ-12	426x10,0	1 от УПСВ	1,8	Дефектов не обнаружено	годен
4	КУ-12	426x10,0	2 от УПСВ	1,8	Дефектов не обнаружено	годен

По результатам ультразвукового контроля сварных кольцевых стыковых соединений трубопровода на контрольных участках установлено, что качество сварных соединений удовлетворяет требованиям ВСН 012-88.

Работу выполнили:

Специалист УЗК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ


 Н.А. Кузьмин

 А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

135

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 39-11041-кк/20 от 17.06.2020 года
капиллярной дефектоскопии сварных швов трубопровода

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 64 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Контроль выполнялся в соответствии ГОСТ 18442-80, РД 13-06-2006

Оценка качества проводилась согласно Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

Класс чувствительности II Набор дефектоскопических материалов «Sherwin»: DP-51, DR-60, D-100
(I, II, III) (тип, входной контроль от 01.02.2020г.)

Шероховатость зачищенной под контроль поверхности трубопровода на контрольных участках не более Rz 20.

Метод капиллярной дефектоскопии основан на способности вещества (пенетрант DP-51) при нанесении на материал проникать в поры и трещины с последующим проявлением картины проявителем (D-100). По образованной индикаторной полосе производится оценка дефектов, где трещины выявляются в виде красных линий, а пористые участки проявляются в виде красных точек.

Результаты капиллярной дефектоскопии приведены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5

№№	Номер контрольного участка	Диаметр и толщина стенки, мм	Номер сварного соединения	Характеристика участка	Результаты диагностики
1	КУ-4	325x10,0	1 от врезки	Стыковой кольцевой шов	Трещин, пор, непроваров, раковин не обнаружено
2	КУ-5	325x10,0	2 от врезки	Стыковой кольцевой шов	Трещин, пор, непроваров, раковин не обнаружено
3	КУ-12	426x10,0	1 от УПСВ	Стыковой кольцевой шов	Трещин, пор, непроваров, раковин не обнаружено
4	КУ-12	426x10,0	2 от УПСВ	Стыковой кольцевой шов	Трещин, пор, непроваров, раковин не обнаружено

По результатам капиллярной дефектоскопии сварных соединений трубопровода на контрольных участках дефектов **не выявлено**

Работу выполнили:

Специалист ПВК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



А.В. Проничев

А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

136

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-тв/20 от 17.06.2020 года
измерения твердости и предела прочности металла**

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Измерения выполнялись в соответствии ГОСТ 22761-77

Критерий оценки в соответствии Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

Приборы и средства измерения для проведения измерения твердости:

- твердомер электронный малогабаритный переносной «Тэмл-4», заводской № 046390 (свидетельство о поверке № 006390ТЭМ/19, действительно до 08.08.2020 г.);

Поверхность участков для измерения твердости была зачищена до шероховатости Ra=0,32 по ГОСТ 2789-80. Измерения проводились на основном металле и в зоне термического влияния сварных швов на контрольных участках. На каждом участке было выполнено не менее пяти замеров твердости, данные затем усреднялись.

Измерение твердости и предела прочности трубопровода проводилось в местах, расположение которых показано на схеме в *Приложении № 6*. Результаты диагностики представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

№№ п/п	№№ контрольного участка	№№ сечения	Материал	№№ замера	Значение		Среднее значение	
					Твердость НВ	Предел прочности σ_b , МПа	Твердость НВ	Предел прочности σ_b , МПа
1	КУ-4	1	Сталь 20	1	146	487	149	496
				2	156	520		
				3	152	507		
				4	148	493		
				5	142	473		
2	КУ-5	2	Сталь 20	1	142	473	146	485
				2	147	490		
				3	146	487		
				4	149	497		
				5	144	480		
3	КУ-12	1	Сталь 20	1	143	477	148	493
				2	152	507		
				3	147	490		
				4	143	477		
				5	154	513		
4	КУ-12	2	Сталь 20	1	146	487	149	497
				2	151	503		
				3	149	497		
				4	149	497		
				5	151	503		

По результатам диагностики твердости и предела прочности, металл трубопроводов на контрольных участках по твердости и пределу прочности **соответствует** нормативным требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», предъявляемым к материалу труб из сталей марки Сталь 20.

Работу выполнили:

Специалист ВИК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин

А.В. Проничев

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

137

Формат

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-зма/20 от 17.06.2020 года
оценки технического состояния запорной арматуры**

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1

(Наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Контроль выполнялся в соответствии с Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

Критерий оценки Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ 32569-2013

Результаты диагностики запорных арматур представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Наименование этапов контроля		
Методы, цели, объемы и средства контроля. НТД по технологии контроля	Нормы отбраковки. НТД по оценке результатов контроля.	Обнаруженные дефекты
1. Техническая документация		
Контроль с целью определения: Наличия технической документации (паспорт, руководство по эксплуатации) на арматуру; соответствия данных в технической документации на запорную арматуру с полученными результатами диагностирования		Представлена копия документации на однотипную арматуру.
2. Наружный осмотр		
Визуальный и измерительный контроль с целью выявления: нарушений герметичности разъемных соединений и сальниковых уплотнений; дефектов поверхности корпусных деталей и сварных соединений; отступлений от проектных решений и других дефектов опорных конструкций. Контролировать 100% наружной поверхности. Использовать лупы ЛПП 1-7х, штангенциркуль ШЦ 1-125-0,1, лупы измерительные: ЛИ-3-10х с подсветкой. Технология контроля по РД 03-806-03, освещенность контролируемых поверхностей – не менее 300лк.	При обнаружении нарушений герметичности следует незамедлительно проинформировать об этом службу эксплуатации для оперативного устранения пропусков рабочей среды. Если нарушения герметичности не устраняются подтяжкой или заменой сальниковых набивок, задвижка подлежит отбраковке. На основном металле корпусных деталей не допускаются трещины, надрывы, наплавки, механические повреждения с острыми краями, раковины протяженностью более 4мм и глубиной более 15% толщины, а также коррозионные повреждения, приведшие к утонению стенки до отбраковочной толщины. В сварных швах корпусных деталей не допускаются трещины, отслоения, прожоги, свищи, наплывы, усадочные раковины, подрезы, непровары, скопления и одиночные включения. В сварных швах приварки патрубков для соединения с трубопроводом не допускаются трещины, прожоги, кратеры, грубая чешуйчатость и западания между валиками глубиной более 1,0мм (при S < 10мм), более 1,5мм	На трубопроводе установлены секционные задвижки ЗКЛ (смотри схему трубопровода). При визуальном и измерительном контроле задвижки, недопустимых дефектов не обнаружено. Акт ВИК № 39-11041-ак прилагается.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

138

	(при $10 < S < 20\text{мм}$) и более 2мм (при $S > 20\text{мм}$), подрезы глубиной более 0,5мм	
<p>Проверка комплектности запорной арматуры и качества затяжки разъемных соединений путем осмотра и простукиванием молотком массой 0,5кг из взрывобезопасного сплава на медной основе по ТУ 2 035.0220811.09-91.</p> <p>Контролю подлежат все крепления крышек и фланцевых соединений с трубопроводом.</p> <p>Удары наносятся по гайкам в направлении, перпендикулярном оси шпилек. Удары по корпусным деталям не допускаются.</p>	<p>В случае отсутствия части или отдельных крепежных деталей, а также при обнаружении слабой затяжки (смещение гаек от ударов молотка в плоскости фланцев и крышек свидетельствуют об их слабой затяжке), следует незамедлительно проинформировать об этом службу эксплуатации для оперативного восстановления надежности разъемных соединений.</p>	Недопустимые дефекты не выявлены.
3. Контроль остаточной толщины стенки деталей корпуса арматуры		
<p>Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) проводится с целью определения количественных характеристик утонения стенки деталей корпуса арматуры вследствие их коррозии (эрозии).</p> <p>Участки измерений (30x30)мм располагать в местах, где номинальные толщины (по результатам изучения чертежей) имеют минимальные значения, при этом следует выполнить:</p> <p>не менее 2-х измерений на крышке;</p> <p>не менее 2-х измерений на обеих цилиндрических частях корпуса, присоединяемых к трубопроводу;</p> <p>не менее 5-ти измерений центральной части корпуса.</p> <p>Технология контроля по РД РОСЭК 006-97.</p>	<p>Бракуются детали с остаточной толщиной стенки</p> $S_{\text{ост}} \leq S_{\text{отпр}}$ <p>Указать (при необходимости) причины и номера участков дополнительного контроля фактических толщин.</p>	Толщина стенок корпусных деталей запорных арматур соответствует допустимым нормам. Протокол № 39-11041-тма прилагается.
4. Проверка работоспособности затворов		
<p>Производится с разрешения и в присутствии лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, путем пробного закрытия (открытия) задвижки.</p> <p>Задвижки следует закрывать (открывать) нормальным усилием, использование добавочных рычагов не допускается.</p>	<p>При нормальном усилии ход шпинделя в задвижке должен быть плавным, а затвор при закрытии (открытии) должен перемещаться без заеданий.</p> <p>В противном случае, а также при обнаружении течи в закрытом затворе, задвижка подлежит отбраковке.</p> <p>Ст. № 729, Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013г.</p> <p>На всей запорной арматуре трубопроводов, в том числе имеющей редуктор или запорный орган со скрытым движением штока, должны быть указатели, показывающие направление их вращения «Открыто», «Закрыто». Вся запорная арматура должна быть пронумерована согласно схеме трубопро-</p>	Недопустимые дефекты не выявлены.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

139

	вода
--	------

По результатам комплекса работ по оценке технического состояния запорных арматур, установлено, что запорные арматуры удовлетворяют требованиям Положения о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов П-УДНГ/08-01, Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».


Работу выполнили:

Специалист ВИК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин



А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

140

Формат

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 39-11041-мка/20 от 17.06.2020 года
магнитометрического контроля запорной арматуры

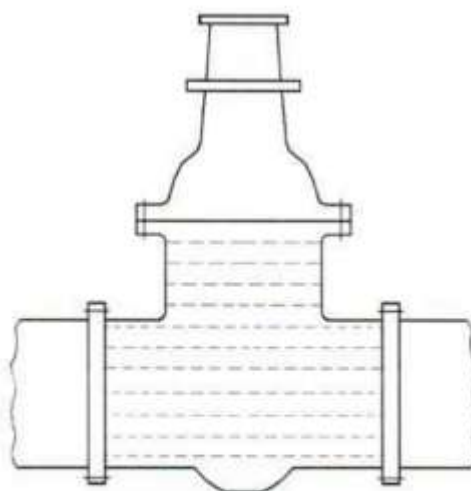
АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
 (наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, В4 до УПСВ "Вятка" (участок нефтепровода АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Приборы и средства измерения для проведения измерения магнитометрического контроля:

- измеритель концентраций напряжений «ИКН-3М-12», заводской № 3М-12-166 (свидетельство о поверке № 1166, действительно до 15.01.2021 г.);

Контроль и оценка качества проводились в соответствии с Федеральными норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», ГОСТ Р 52330-2005



линии сканирования

Рис. 4.2. Схема магнитометрического контроля корпусных деталей запорной арматуры

Определение зон концентрации механических напряжений (напряженно-деформированного состояния) металла на корпусных деталях задвижек, установленных на трубопроводе, проводилось методом магнитной памяти металла.

Заключение: по результатам магнитометрического контроля опасные зоны концентраций механических напряжений не обнаружены.

Работу выполнили:

Специалист МК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ

Н.С. Зембеков

А.В. Проничев

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

141

Формат

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-тма/20 от 17.06.2020 года
ультразвуковой толщинометрии стенки деталей корпуса
запорной арматуры**

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова» НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

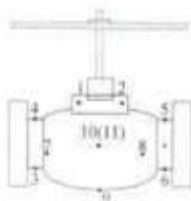
Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Перечень приборов и средств измерений для проведения ультразвуковой толщинометрии:

- *толщиномер ультразвуковой «А1208», заводской № 2091174 (свидетельство о поверке № 01174УТ/20, действительно до 16.01.2021г.);*

Шероховатость зачищенной под контроль поверхности трубопровода на контрольных участках не более Rz 40.

Схема проведения измерений толщины стенки деталей корпуса запорной арматуры приведена на рисунке 4.3.



Измерения толщины стенок деталей корпуса запорной арматуры проводятся в точках [1-1]

Рис. 4.3. Схема измерения толщины стенки деталей корпуса запорной арматуры

Расположение запорной арматуры указано на схеме трубопровода в Приложении № 6. Результаты измерения толщины стенки запорной арматуры представлены в Таблице 4.8.

Таблица 4.8

№№ запорной арматуры (задвижки)	Условный проход, Ду условное давление, Ру	Толщина стенки деталей корпусов арматуры, мм										
		крышка		боковой корпус 1		боковой корпус 2		центральная часть корпуса				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЗКЛ №6/н	400х40	23,0	23,9	22,6	22,9	23,2	24,4	23,9	23,6	24,0	23,7	23,6
Минимальное значение толщины детали, мм		23,0		22,6		23,2		23,6				
ЗКЛ №6/н	400х40	22,6	24,1	23,1	24,3	23,9	22,5	22,7	23,0	23,7	23,5	22,2
Минимальное значение толщины детали, мм		22,6		23,1		22,5		22,2				
ЗКЛ №6/н	400х40	22,2	23,1	23,9	24,3	22,1	23,5	24,4	23,7	22,7	23,5	24,3
Минимальное значение толщины детали, мм		22,2		23,9		22,1		22,7				
ЗКЛ №6/н	400х40	22,7	23,9	24,2	22,6	23,5	23,4	22,4	23,2	23,8	23,7	22,4
Минимальное значение толщины детали, мм		22,7		22,6		23,4		22,4				
ЗКЛ №6/н	400х40	23,6	23,0	23,1	24,3	22,4	22,8	23,9	22,0	23,1	22,7	22,7
Минимальное значение толщины детали, мм		23,0		23,1		22,4		22,0				
ЗКЛ №6/н	300х40	19,5	19,3	19,2	19,8	19,6	19,4	19,7	19,5	19,5	19,8	19,9
Минимальное значение толщины детали, мм		19,3		19,2		19,4		19,5				
ЗКЛ №6/н	300х40	19,2	19,9	19,3	19,5	19,8	19,8	19,9	20,0	19,3	19,1	20,0
Минимальное значение толщины детали, мм		19,2		19,3		19,8		19,1				

Примечание: участки измерений согласно РД 08.00-29.13-00-КТН-012-1-05 и Положение о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов П-УДНГ/08-01

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

142

Формат

Заключение: согласно требованиям: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», остаточная толщина металла стенок деталей корпуса запорных арматур не достигла предельной отбраковочной величины и соответствует допустимым нормам.

Работу выполнили:

Специалист УК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин

А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

143

ПРОТОКОЛ № 39-11041-агд/20 от 17.06.2020 года
диагностики адгезии изоляционного покрытия трубопроводов

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1

(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезки А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтепровода АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Диагностика проводилась в соответствии с ГОСТ Р 51164-98

Перечень приборов и средств измерений для проведения диагностики адгезии изоляционного покрытия:
 Адгезиметр сдвиговый "Константа СА-2", заводской № 204 (свидетельство о поверке № А ДЖО.С-040-20, действителен до 27.04.2021г.)

Результаты измерения адгезии изоляции представлены в таблице 4.9.

Результаты диагностики адгезии изоляционного покрытия трубопроводов

Тип и конструкция защитного покрытия битумная мастика

Диаметр трубопровода 426 мм

Таблица 4.9

№№	Контрольный участок трубопровода	Температура окружающего воздуха, °С	Номер измерения	Показания индикатора С, мм	Значение Адгезии А, Н/мм²	Характер разрушения
1	КУ-9	+18	1	3,74	0,29	смешанный
			2	3,92	0,30	смешанный
			3	3,65	0,29	смешанный
Среднее значение адгезии					0,29	

По результатам диагностики адгезия изоляционного покрытия внутрипромышленных трубопроводов на контрольных участках **соответствует** требуемому значению.

Работу выполнили:

Специалист ВИК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин

А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

144

**ПРОТОКОЛ № 39-11041-гп/20 от 17.06.2020 года
определения удельного электрического сопротивления грунта
в условиях**

АО «Белкамнефть им. А.А. Волкова», НГДУ-1, ЦДНГ-1
(наименование предприятия, где проводился контроль)

Наименование объекта: Нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ "Вятка" (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ "Вятка"), рег. №11041

Измерения и оценка выполнялись в соответствии ГОСТ 9.602-2005

Температура 18° С Характеристика грунта суздинок

Перечень приборов и средств измерений для определения удельного электрического сопротивления грунта:
измеритель сопротивления заземлений «ИС-10», заводской № 5316 (свидетельство о поверке № СП 2645530, действительно до 01.09.2020 г.)

Критерии оценки коррозионной агрессивности грунта приведены в таблице 4.10.

Результаты диагностики коррозионной агрессивности грунта приведены в таблице 4.11.

Критерии оценки коррозионной агрессивности грунта

Таблица 4.10

Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом м	до 20	от 20 до 50 вкл	свыше 50
Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой и низколегированной стали	Высокая	Средняя	Низкая

**Результаты диагностики коррозионной агрессивности грунта
в пределах кустовой площадки**

Таблица 4.11

№ л/п	Контрольный участок по схеме	Расстояние между электродами «а» (м)	Измеренное электрическое сопротивление грунта $R_{г,п}$ (Ом)	Удельное электрическое сопротивление грунта, « ρ » (Ом·м)	Коррозионная агрессивность грунта
1	КУ-9	1,5	4,0	37,4	средняя

По результатам диагностики грунта имеет преимущественно **среднюю степень коррозионной агрессивности** к металлу трубопроводов.

Работу выполнили:

Специалист ВИК 2-го уровня

Руководитель ЭДГ



Н.А. Кузьмин

А.В. Проничев

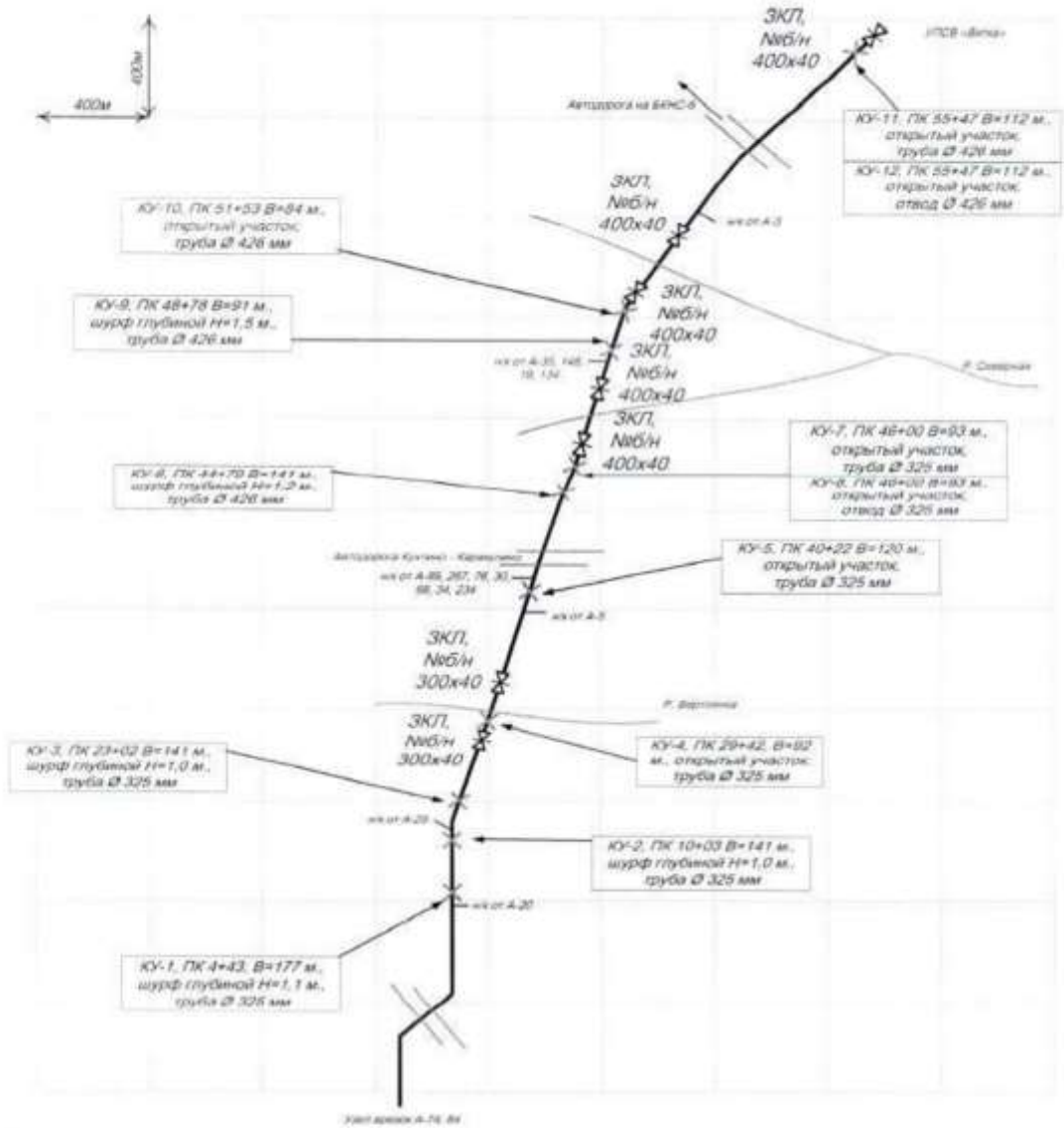
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

145



Пояснения к схеме:

- трубопровод
- КУ- контрольный участок
- ✕ - запорное устройство

Схема внутрипромыслового трубопровода, рег. № 11041

Взам. инв. №	Подп. и дата				
		Изм.	Код	Лист	№

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

Д050210150000-3-ПЗ

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЯ

При проведении экспертизы промышленной безопасности трубопровода допущены к использованию следующие приборы контроля и средства измерения:

- набор для визуально – измерительного контроля, серийный номер П0006-20 в составе:

№ п/п	Наименование	Зав.номер	№ поверки/калибровки срок
1	Линейка измерительная металлическая L-300	00141	№ПН-11043 до 30.10.2020г
2	Штангенциркуль ШЦ 1-125-0,1	18100622	1-3774/2019 до 08.12.2020г
3	Угольник поверочный УП 160x100	1435	71162К-19 до 12.12.2020г
4	Набор радиусов №1	б/н	ДНЮ-8858-19 до 30.12.2020
5	Набор радиусов №3	0607	ДНЮ-8961-19 до 30.12.2020
6	Набор щупов №4	0614	ДНЮ-7414-19 до 30.12.2020г
7	Универсальный шаблон сварщика УШС-3	1302	353-ПЗ/20 до 19.01.2021г
8	Рулетка измерительная 5 м	Г23381	61579-19 до 06.11.2020г
9	Лула измерительная ЛИ-3-10х с подсветкой	1164	ПА-17805 до 16.12.2021
10	Лула ЛПП 1-7х	б/н	-
11	Лула просмотровая х3 с подсветкой	б/н	-
12	Зеркало телескопическое «Эксперт»	б/н	-

- толщиномер ультразвуковой «А1208», заводской № 2091174 (свидетельство о поверке № 01174УТ/20, действительно до 16.01.2021г.);
- дефектоскоп ультразвуковой Пеленг УДЗ-103, заводской № 5605 (свидетельство о поверке № 05605УД/20, действительно до 16.01.2021 г.);
- твердомер электронный малогабаритный переносной «Тэмп-4», заводской № 046390 (свидетельство о поверке № 006390ТЭМ/19, действительно до 08.08.2020 г.);
- набор по цветной дефектоскопии «Sherwin»: DP-51, DR-60, D-100 (акт входного контроля от 01.02.2020 г.);
- измеритель концентраций напряжений «ИКН-3М-12», заводской № 3М-12-166 (свидетельство о поверке № 1166, действительно до 15.01.2021 г.);
- Агдезиметр сдвиговый "Константа СА-2", заводской № 204 (свидетельство о поверке № А.ДЖО.С-040-20, действителен до 27.04.2021г.);
- измеритель сопротивления заземлений «ИС-10», заводской № 5316 (свидетельство о поверке № СП 2645530, действительно до 01.09.2020 г.).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Лист

Д050210150000-3-ПЗ

147

Изм. Код. Лист. № Подп. Дата

Формат

ПЕРЕЧЕНЬ**нормативной, технической и методической документации**

1. Федеральный закон от 21 июля 1997г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями).
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013г.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» Утверждены приказом Ростехнадзора № 515 от 30.11.2017 г.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» Утверждены приказом Ростехнадзора № 538 от 14.11.2013г.
5. РД 153-39 4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».
6. РД 39-30-1197-84 «Методика обследования технического состояния участков магистральных нефтепроводов, проложенных в болотах».
7. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю».
8. РД 13-06-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения капиллярного контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах».
9. РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».
10. РД 08 00-29 13.00-КТН-012-1-05 «Положение о порядке проведения технического освидетельствования и продления срока службы трубопроводной арматуры нефтепроводов».
11. СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы».
12. СНиП III-42-80 «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ».
13. ВСН 008-88 «Строительство промысловых трубопроводов. Противокаоррозийная и тепловая защита».
14. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».
15. ГОСТ 9.802-2005 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
16. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
17. ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования».
18. ГОСТ Р 52330-2005 «Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования».
19. ГОСТ 12503-75 «Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования».
20. ГОСТ Р 55724-2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».
21. ГОСТ Р 55814-2013 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования».
22. ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования».
23. ГОСТ 24732-81 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования».
24. ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Метод измерения по Бринеллю переносными твердомерами статического действия».
25. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».
26. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах.
27. П-УПНГ/06-02 Положение о технической эксплуатации технологических трубопроводов.
28. П-УДНГ/08-01 Положение о технической эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов.

Взам. инв. №	Подп. и дата					
		Изм.	Код	Лист	№	Подп.

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

148



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)**

ЗАПАДНО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ЗАМЕСТИТЕЛЬ РУКОВОДИТЕЛЯ

Дзержинского ул., д. 55, г. Ижевск, Удмуртская Республика, 426039
Телефон (3412) 44-22-62, Факс (3412) 44-22-64
E-mail: udm@zural.gosnadzor.ru
http://www.zural.gosnadzor.ru
ОКПО 02844297, ОГРН 1025900533229
ИНН/КПП 5902290459/590201001

АО "Белкамнефть"
им. А.А. Волкова
426004, Удмуртская Республика,
г. Ижевск, ул. Пастухова, д. 100

15.09.2020 № 280- 8225
На № 01-07/271 от 03.09.2020

**УВЕДОМЛЕНИЕ О ВНЕСЕНИИ СВЕДЕНИЙ
В РЕЕСТР ЗАКЛЮЧЕНИЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ**

Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова № 01-07/271 от 03.09.2020 о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на "Внутрипромысловый трубопровод: нефтегазопровод от узла врезок А-74, 84 до УПСВ «Вятка» (участок нефтесбора АГЗУ-23 – УПСВ «Вятка»), рег. № 11041" № 39-11041/20Н1 от 23.06.2020, подготовленного ООО "НПФ "ДИАТЕХ", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 46-ЗС-37127-2020.

В.В. Логинов

Н.М. Еленская
Исп. Ю.В. Черкасов
40-37-47

Взам. инв. №
Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата
------	-----	------	---	-------	------

Д050210150000-3-ПЗ



№ 76БКН1-22

Российская Академия Естественных Наук
Научно-производственная фирма
«Диагностические Технологии для Техносферы»

Место нахождения: Россия, 112964, Москва, ул. Ярославская, д. 8, корп. 6, эт. 4, пом. 402
Почтовый адрес: Россия, 123056, Москва, ул. Большая Грузинская, д.32, стр.2
тел.: +7 (495) 135-4400 факс: +7 (499) 254-7968 www.diatech.ru info@diatech.ru

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
на техническое устройство:**

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА С
СОСУДОМ, РАБОТАЮЩИМ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**

№№	Наименование оборудования	Заводской номер	Год ввода в эксплуатацию	Место установки
1	АГЗУ-23	5487	1992	Вятская пл., Арланского м/н, куст 23

применяемое на опасном производственном объекте:

*«Фонд скважин Вятской площадки,
Арланского месторождения нефти»*

рег. № А46-05108-0042, IV класс опасности

ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова

Рег. № 46 - ТУ - 14049 - 2022

14.03.2022

Президент
ООО НПФ «Диатех»

[Подпись] З.Н. Джалиев
« 15 » февраля 2022г.



Количество страниц: 40

ИЖЕВСК - МОСКВА
2022

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
150

7.10. Результаты гидравлических испытаний

Гидравлическое испытание сосуда, заводской № 1898, установленного на АГЗУ-23, проведено в процессе экспертизы промышленной безопасности в соответствии с требованиями ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора № 534 от 15.12.2020г.).

По результатам гидравлического испытания на прочность и плотность, установлено, что в соответствии с требованиями ФНП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», сосуд выдержал гидравлическое испытание пробным давлением.

Результат гидравлического испытания сосуда прилагается

8. ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

8.1. Объект экспертизы, техническое устройство:

№	Наименование оборудования	Заводской номер	Год ввода в эксплуатацию	Место установки
1	АГЗУ-23	5487	1992	Вятская пл., Арланского м/н, куст 23

применяемое на опасном производственном объекте «Фонд скважин Вятской площадки, Арланского месторождения нефти», рег. № А46-05108-0042, IV класс опасности, принадлежащее ЦДНГ-1, НГДУ-1, АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, **соответствует требованиям промышленной безопасности** и может быть применено при эксплуатации опасного производственного объекта.

8.2. Установленный (назначенный) срок дальнейшей безопасной эксплуатации технического устройства: **2 (два) года**.

8.3. Параметры дальнейшей безопасной эксплуатации технического устройства:

- давление: **не более 3,0 МПа (30,0 кгс/см²)**;
- температура: **до плюс 100 °С**.

8.4. По истечении установленного (назначенного) срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта экспертизы, **не позднее 04 февраля 2024 года**, провести техническое диагностирование и определение остаточного срока службы объекта экспертизы в объёме экспертизы промышленной безопасности.

8.5. Условия дальнейшей безопасной эксплуатации объекта экспертизы: при безопасной эксплуатации соблюдать требования ФНП в области промышленной безопасности, утв. приказом Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020г., ФНП в области промышленной безопасности утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, в части касающейся объекта экспертизы, требования руководства (инструкции) по эксплуатации и производственных инструкций.

Эксперт в области промышленной безопасности
ЭКГУ второй категории



А.В. Проничев

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
151

**АКТ № 76БКН1-вк/22 от 04.02.2022 года
по результатам визуального и измерительного контроля
автоматизированной, групповой, замерной установки,**

Диагностическое оборудование – комплект визуального контроля:

«набор для визуально – измерительного контроля, серийный номер П0006-20 в составе:

№ п/п	Наименование	Зав. номер	Номер поверки/калибровки, срок действия
1	Линейка измерительная металлическая L-300	00141	С-ДДЭ/22-10-2021/104369680 до 21.10.2022г.
2	Штангенциркуль ШЦ 1-125-0,1	18100622	С-ДДЭ/18-10-2021/103250119 до 17.10.2022г.
3	Угольник поверочный УП 160x100	1435	С-ДДЭ/18-10-2021/103250116 до 21.10.2022г.
4	Универсальный шаблон сварщика УШС-3	1302	С-ДДЭ/22-10-2021/104369683 до 21.10.2022г.
5	Рулетка измерительная 5 м	Г23381	С-ДДЭ/18-10-2021/103250115 до 17.10.2022г.
6	Лупа измерительная ЛИ-3-10x с подсветкой	1164	С-ДДЭ/22-10-2021/104369682 до 21.10.2022г.
7	Лупа ЛПП 1-7x	б/н	-
8	Лупа просмотровая x3 с подсветкой	б/н	-
9	Зеркало телескопическое «Эксперт»	б/н	-

Визуальный и измерительный контроль АГЗУ проводился с целью обнаружения трещин, всех видов и направлений, коррозионных язв, выпучин, вмятин и других возможных поверхностных дефектов в соответствии с требованиями Приложения № 2 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (утверждены приказом Ростехнадзора № 536 от 15.12.2020г.), СО 153-34.17.439-03 «Инструкции по продлению срока службы сосудов, работающих под давлением» и ГОСТ Р ИСО 17637-2014. «Контроль неразрушающий. Визуальный контроль соединений, выполненных сваркой плавлением».

При проведении визуально-измерительной диагностики автоматизированной, групповой, замерной установки особое внимание обращалось на выявление:

- трещин в основном металле;
- коррозионных повреждений металла;
- дефектов сварки в виде трещин, пористости, свищей, подрезов, прожогов, незаплавленных кратеров, чешуйчатости поверхности, несоответствия размеров швов требованиям технической документации;
- смещений или увода кромок соединяемых элементов;
- течи во фланцевых и резьбовых соединениях.

Результаты визуального и измерительного контроля в процессе наружного осмотра АГЗУ представлены в нижеприведенной таблице 1. Развертка сосуда показана на схемах 1, 2.

Таблица 1

№	Наименование оборудования	Заводской номер	Год ввода в эксплуатацию	Место установки
1	АГЗУ-23	5487	1992	Вятская пл., Арланского м/н, куст 23
№ п/п	Наименование элемента оборудования	Объект контроля	Результаты контроля	
1	Выкидные линии скважин и наружная запорная арма-	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, лег-	Видимых дефектов	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

	тура (обратные клапаны, задвижки)	кость вращения штурвалов	не выявлено
2	Наружное покрытие крыши технологического помещения	Деформация, коррозия, несплошности (щели, пробоины)	Видимых дефектов не выявлено
3	Наружная обшивка стен	Деформация, коррозия, несплошности (щели, пробоины)	Видимых дефектов не выявлено
4	Наружная обшивка низа помещения	Деформация, коррозия, несплошности (щели, пробоины)	Видимых дефектов не выявлено
5	Заземление	Наличие, исправность (по внешнему виду)	Видимых дефектов не выявлено
6	Вентилятор	Наличие, исправность (по внешнему виду)	Видимых дефектов не выявлено
7	Двери (в том числе запорные устройства)	Наличие, исправность (по внешнему виду)	Видимых дефектов не выявлено
8	Окна	Наличие стекол	Видимых дефектов не выявлено
9	Настил на полу технологического помещения	Наличие, исправность	Видимых дефектов не выявлено
10	Внутренняя обшивка нижней части технологического помещения	Деформация, коррозия, несплошности (щели, пробоины)	Видимых дефектов не выявлено
11	Внутренняя обшивка и теплоизоляции стен	Наличие, исправность	Видимых дефектов не выявлено
12	Осветительная электропроводка, светильники	Наличие, исправность	Видимых дефектов не выявлено
13	Электрообогреватели	Наличие, исправность	Видимых дефектов не выявлено
14	<u>Внутренняя запорная арматура:</u> Задвижки на выкидных линиях (нижний ряд)	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, легкость вращения штурвалов	Видимых дефектов не выявлено
15	Задвижки на трубопроводах от выкидных линий к байпасу (нижний ряд)	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, легкость вращения штурвалов	Видимых дефектов не выявлено
16	Задвижки на байпасной линии	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, легкость вращения штурвалов	Видимых дефектов не выявлено
17	Задвижки на сборном коллекторе	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, легкость вращения штурвалов	Видимых дефектов не выявлено
18	Задвижки на сбросе отстоя из сепарационной емкости	Течь, коррозия, укомплектованность крепежом, легкость вращения штурвалов	Видимых дефектов не выявлено
19	<u>Трубопроводы:</u> Байпасная линия	Коррозия, повреждения, трещины и дефекты сварных соединений	Видимых дефектов не выявлено

23

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

153

Формат

20	Сборный коллектор	Коррозия, повреждения, трещины и дефекты сварных соединений	Видимых дефектов не выявлено
21	Линия подачи продукции скважин от ПСМ к сепаратору	Коррозия, повреждения, трещины и дефекты сварных соединений	Видимых дефектов не выявлено
22	Газовая линия от верхней емкости к сборному коллектору	Коррозия, повреждения, трещины и дефекты сварных соединений	Видимых дефектов не выявлено
23	Остальные	Коррозия, повреждения, трещины и дефекты сварных соединений	Видимых дефектов не выявлено
24	ПСМ (переключатель скважин многоходовой)	Наличие, исправность, течь	Видимых дефектов не выявлено
25	Гидропривод	Наличие, исправность, течь	Видимых дефектов не выявлено
26	Сепарационная емкость	Вмятины, выпучины, трещины, деформации, коррозия, нарушения ЛКП	Видимых дефектов не выявлено
27	Поплаковый механизм, заслонка	Наличие, исправность, течь	Видимых дефектов не выявлено
28	Щитовое помещение	Исправность стен, крыши, дверей, запорного устройства	Видимых дефектов не выявлено

Заключение: по результатам визуального и измерительного контроля, видимых дефектов и нарушений не обнаружено.

Контроль выполнил специалист ВИК 2-го уровня:
(удостоверение № НОАП-0049-2377 до 01.2025г.)

(подпись)

И.М. Максютюв
(инициалы, фамилия)

Руководитель работ по контролю:

(подпись)

А.В. Проничев
(инициалы, фамилия)

Приложение Л
Письмо №01-07/2080 от 25.10.2018 от
АО «Газпром газораспределение Ижевск»



Акционерное общество
«Газпром газораспределение Ижевск»
(АО «Газпром газораспределение Ижевск»)

Филиал в г. Сарапуле

ул. Горького, д. 81, г. Сарапул,
 Удмуртская Республика, Российская Федерация, 427970
 тел: +7 (341147) 339-93, факс: +7 (341147) 339-93
 e-mail: Sarapul@udmgas.udm.ru

ОКПО 03257544, ОГРН 1021801142142, ИНН 1826000260, КПП 182700001

25.10.18 № 01-07/2080

на № _____ от _____

Начальнику УПНГ
АО «БелкамНефть»
имени А.А.Волкова
В.А. Богданову

В ответ на Ваше письмо от 11.10.2018 г. № УПНГ-06/227 о выдаче ТУ на пересечение проектируемого нефтепровода с газопроводом высокого давления Ду273 по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Первый этап», сообщаем, что данный газопровод был демонтирован и для земляных работ в месте пересечения газопровода ТУ не требуются.

Заместитель директора - главный инженер

С.В. Петров

Исполнитель:
 А.Н. Маслов
 8(34147)3-39-93

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

155

Приложение М

Письмо №ЗС-07/287 от 01.07.2019 О проектировании
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
БелкамНефть
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



Нефтиса
Нефтяная компания

Исх. № ЗС-07/287 от 01.07.2019 г.

Генеральному директору
ООО «Трансэнергострой»
Вьюницкому И.В.
info@transenergostroy.ru

О проектировании

Уважаемый Иван Викторович!

В ответ на Ваше письмо №290-19 от 19.04.2019 сообщая Вам, что в рамках разработки проектной и рабочей документации объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а» перепроектирование кустовых площадок №№ 20, 23, 27, 30, 74 с целью приведения их к существующим нормам - не требуется. Принимая во внимание последние замечания представителей ФАУ «Главгосэкспертиза России» г. Казань к проекту «Обустройство Окуневского участка недр. Второй этап», данные кустовые площадки будут запроектированы отдельными самостоятельными проектами с прохождением государственной экспертизы.

В рамках выполнения проектной документации объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а» необходимо предусмотреть отсекающие задвижки на границе между линейным объектом и объектом капитального строительства (кустовые площадки).

Приложения:

1. Копия доверенности № 183/18 от 11.10.2018 на 3 л. в 1 экз.
2. Дополнение №2 к заданию на проектирование №4 на 2 л. в 1 экз.

В соответствии с полномочиями
по доверенности № 183/18 от 11.10.2018
Заместитель генерального директора
по капитальному строительству

К.М. Рязанов

Никонов Максим Сергеевич
(3412) 917-847 nikonovms@belkam.com

Пастухова ул., д.100, г. Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, 426004
тел. (3412) 911-730, факс (3412) 666-025, e-mail: belkamneft@belkam.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист
156

Формат

Приложение Н

Письмо №ЗС-07/1094 от 31.10.2022 О предоставлении информации от
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



Исх. № ЗС-04/1094 от 31.10.2022 г.

Генеральному директору
ООО «Грансэнергострой»
Вьюницкому И.В.
info@transenergostroy.ru

О предоставлении информации

Уважаемый Иван Викторович!

В рамках ответов на замечания негосударственной экспертизы проектной документации по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а, ТВО-4а» сообщаем Вам, что при проектировании установок ТВО-4а, БОВ, БКНС-4а, а также при выполнении гидравлических расчетов промышленных и технологических трубопроводов системы заводнения, предусматривать дополнительный резерв производительности по воде не требуется.

Дополнительно направляем в Ваш адрес технические характеристики проектируемых нефтегазопроводов и водоводов.

Приложение:

1. Технические характеристики на 1 л. в 1 экз.

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству

К.М. Рязанов

Никонов Максим Сергеевич
(3412) 917-844 nikonovms@belkam.com

Пастухова ул., д.100, г. Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, 426004
тел. (3412) 911-730, факс (3412) 911-611, e-mail: belkamneft@belkam.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

157

Формат

Технические характеристики проектируемых нефтегазопроводов и водоводов

№ трассы	Наименование трассы	Расчетный расход, м ³ /сут	Расчетное давление, Рр, МПа
1	Подводящий трубопровод от узла задвижек к ТВО-4а	10000	4,0
2	Отводящий трубопровод от ТВО-4а до узла задвижек	3000	4,0
3	"Коллектор выкидной \$6" (нефтепровод от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4)	4820	4,0
4	"Коллектор выкидной \$8" (нефтепровод от куста 31 до узла задвижек в районе КНС-4)	5180	4,0
5	"Коллектор выкидной \$10" (нефтепровод от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до т.вр. в "Нефтепровод от т.вр. коллектор выкидной 13 до ТВО-4")	10000	4,0
6	Выносимый участок нефтепровода от т.вр. в нефтесбор с кустов 22,33,74 до узла задвижек в районе ТВО-4а	-	4,0
7	Нефтепровод от т.вр. в нефтесбор от куста 26 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	2650	4,0
8	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 32 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	845	4,0
9	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 27 до т.вр. в "Коллектор выкидной \$8"	1680	4,0
10	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 20	2200	12,9
11	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 27	2400	12,9
12	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до т.вр. в подводящий водовод "КНС-4 до скв. 6729 к.74"	1200	12,9
13	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 30	1200	12,9
14	Низконапорный водовод от ТВО-4а до БОВ	7000	4,0
15	Выносимый участок водовода от КНС-4 до БГ-20	-	12,9
16	Выносимый участок водовода от КНС-4 до куста 74	1200	12,9

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Изм.	Код
Лист	№
Подп.	Дата

D050210150000-3-ПЗ

Лист

158

Формат

Приложение О

Письмо №ЗС-07/1094 от 31.10.2022 О предоставлении информации от
АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
БелкамНефть
ИМЕНИ А.А. ВОЛКОВА



Нефтиса
Нефтяная компания

Исх. № ЗС-07/1095 от 31.10. 2022 г.

Генеральному директору
ООО «Трансэнергострой»
Вьюницкому И.В.
info@transenergostroy.ru

О предоставлении информации

Уважаемый Иван Викторович!

В рамках разработки проектной документации по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а. ТВО-4а» сообщая Вам, что в целях организации водоснабжения проектируемых площадок БКНС-4а и ТВО-4а в аварийных ситуациях предполагается использование трех полуприцепов-цистерн объемом 17,5 м3 расположенных на производственной базе «Вятка».

Заместитель генерального директора
по капитальному строительству

К.М. Рязанов

Никонов Максим Сергеевич
(3412) 917-844 nikonovms@belkam.com

Пастухова ул., д.100, г. Ижевск, Удмуртская Республика, Российская Федерация, 426004
тел. (3412) 911-730, факс (3412) 911-611, e-mail: belkamneft@belkam.com

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

159

Формат

Приложение К
Подтверждение ГИПа №003

Об изменениях, связанные с уточнением протяженности линейных сооружений.

Номер подтверждения
соответствия изменений 003

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер

Клиниников Вячеслав Анатольевич

(должность, Ф.И.О., подпись лица в должности
главного инженера проекта)

ПИ-025144 «02» октября 2017 г.

Регистрационный номер лица в должности главного
инженера проекта в Национальном реестре
специалистов в области инженерных изысканий и
архитектурно-строительного проектирования

**Подтверждение достаточности результатов инженерных изысканий, выполненных для
подготовки проектной документации объекта капитального строительства и
получивших положительное заключение экспертизы**

Объект капитального строительства:

"Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

Расширение БКНС-4а. ТВО-4а"

(наименование объекта капитального строительства)

1. Сведения об индивидуальных предпринимателях и (или) юридических лицах, подготовивших проектную документацию, получившую положительное заключение экспертизы проектной документации

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой»

Адрес регистрации: 115114, Российская Федерация, г. Москва, Дербеневская наб., д.7, стр.10, комната 311 ОГРН 1097746834492, ИНН 7723742960.

- Выписка из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах №7723742960-20220928-1255 от 28.09.2022. Ассоциация саморегулируемая организация «Объединение изыскателей для проектирования и строительства объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазизыскания-Альянс» Ассоциация СРО «Нефтегазизыскания-Альянс», СРО-И-025-28012010;

- Выписка из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах №7723742960-20220928-1223 от 28.09.2022., Член СРО Саморегулируемая организация Союз «Роснефть - Проектирование» (СРО Союз «РН - Проектирование») Регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-124- 25012010.

2. Сведения о заявителе

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А. Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова) Юридический адрес: 426004, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100, ОГРН 1021801582780, ИНН 0264015786
(наименование, юридический адрес, ОГРН, ИНН, членство в саморегулируемой организации)

Взам. инв. №	Подп. и дата						
		Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

160

3. Сведения о ранее выданных заключениях экспертизы результатов инженерных изысканий в отношении объекта капитального строительства

1) Положительное заключение государственной экспертизы № 18-1-1-1-042717-2021 от 06.08.2021 выданное ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ», Приволжский филиал
(номер и дата заключения)

4. Сведения о наименовании объекта капитального строительства, его почтовый (строительный) адрес или месторасположение

Объект: Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение БКНС-4а, ТВО-4а

Месторасположение: Россия, Удмуртская Республика, Каракулинский район, Вятская площадь Арланского нефтяного месторождения

5. Сведения об индивидуальных предпринимателях и (или) юридических лицах, подготовивших Подтверждение достаточности результатов инженерных изысканий, выполненных для подготовки проектной документации объекта капитального строительства

Общество с ограниченной ответственностью «Трансэнергострой»

Адрес регистрации: 115114, Российская Федерация, г. Москва, Дербеневская наб., д.7, стр.10, комната 311 ОГРН 1097746834492, ИНН 7723742960.

Член саморегулируемой организации Союз «Роснефть - Проектирование» (СРО Союз «РН - Проектирование»)

Регистрационный номер записи в государственном реестре саморегулируемых организаций СРО-П-124- 25012010.

Ассоциация саморегулируемая организация «Объединение изыскателей для проектирования и строительства объектов топливно-энергетического комплекса «Нефтегазизыскания-Альянс» Ассоциация СРО «Нефтегазизыскания-Альянс», СРО-И-025-28012010

6. Сведения о застройщике (техническом заказчике), обеспечившем подготовку проектной документации

Акционерное общество «Белкамнефть» имени А.А. Волкова (АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова)

Юридический адрес: 426004, Российская Федерация, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Пастухова, 100, ОГРН 1091841002417, ИНН 1841003280

(наименование, юридический адрес, ОГРН, ИНН, членство в саморегулируемой организации)

7. Описание отклонений проектной документации от результатов инженерных изысканий

1. Изменения, связанные с уточнением протяженности линейных сооружений:

№ трассы	Наименование трассы	Протяженность в результатах инженерных изысканий, м	Протяженность в проектной документации, м
1	Подводящий трубопровод от узла задвижек к ТВО-4а	87,4	87,4
2	Отводящий трубопровод от ТВО-4а до узла задвижек	95,5	95,5
3	"Коллектор выкидной S6" (нефтепровод от АГЗУ-23 до узла задвижек в районе КНС-4)	25,8	9,9
4	"Коллектор выкидной S8" (нефтепровод от куста 31 до узла задвижек в районе КНС-4)	2965,5	2941,2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

161

Формат

5	"Коллектор выкидной S10" (нефтепровод от проектируемого узла задвижек в районе КНС-4 до т.вр. в "Нефтепровод от т.вр коллектор выкидной 13 до ТВО-4")	1238,2	1316,1
6	Выносимый участок нефтепровода от т.вр. в нефтесбор с кустов 22,33,74 до узла задвижек в районе ТВО-4а	256,9	256,9
7	Нефтепровод от т.вр. в нефтесбор от куста 26 до т.вр. в "Коллектор выкидной S8"	48	48
8	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 32 до т.вр. в "Коллектор выкидной S8"	11,6	11,6
9	Нефтепровод от т.вр. АГЗУ 27 до т.вр. в "Коллектор выкидной S8"	29,2	29,2
10	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 20	1541,6	1522,3
11	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 27	1092,6	1039,8
12	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до т.вр. в подводящий водовод "КНС-4 до скв. 6729 к.74"	625,5	625,5
13	Высоконапорный водовод от узла задвижек БКНС-4а до узла задвижек куста 30	4099,3	4079,2
14	Низконапорный водовод от ТВО-4а до БОВ	749,4	749,4
15	Выносимый участок водовода от КНС-4 до БГ-20	41,9	42,0
16	Выносимый участок водовода от КНС-4 до куста 74	59,6	37,7
17	ВЛ-6кВ от фидер 13 ПС Ветлянка до КТП-6/0,4 ТВО-4а	91	91
18	Выносимый участок ВЛ-6кВ ф.13 ПС «Ветлянка»	154	154
19	ВЛ-6кВ от ПС 35/6кВ Биектау до фидера 1 ПС 35/6 Ветлянка	296,3	296,3
20	Внутрипромысловая автодорога до площадки БОВ.	19,40	43,39
21	Внутрипромысловая автодорога до площадки ТВО-4а	102,40	135,99

2. Во всех откорректированных разделах проектной документации по тексту и в графической части внесены корректировки, связанные с уточнением протяженности линейных сооружений.

8. Выводы о совместимости или несовместимости проектной документации с результатами инженерных изысканий

Изменения, внесенные в проектную документацию:

- 1) не затрагивают несущие строительные конструкции объекта капитального строительства, за исключением замены отдельных элементов таких конструкций на аналогичные или иные улучшающие показатели таких конструкций элементы;
- 2) не влекут за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования линейных объектов;
- 3) не приводят к нарушениям требований технических регламентов, санитарно-эпидемиологических требований, требований в области охраны окружающей среды, требований государственной охраны объектов культурного наследия, требований к безопасному использованию атомной энергии, требований промышленной безопасности,

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, требований антитеррористической защищенности объекта;
4) соответствуют заданию застройщика или технического заказчика на проектирование, а также результатам инженерных изысканий;

9. Сведения о лицах, осуществлявших внесение изменений в проектную документацию, получившую положительное заключение экспертизы проектной документации:

№ п/п	Должность	ФИО	Подпись	Дата
1	Главный инженер	Клиников В.А.		13.12.2022
2	Руководитель группы	Артемьева С.А.		13.12.2022
3	Главный инженер проекта	Иванов О. И.		13.12.2022
4	Руководитель ЛПТ	Кочетков Н.С.		13.12.2022

Направлением настоящего сообщаем, что сведения о лице, утвердившем настоящее подтверждение, включены в национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования и не исключены из него и данное лицо осуществляет на основании трудового договора функции специалиста по организации архитектурно-строительного проектирования в должности главного инженера проекта.

Дополнительно сообщаем, что сведения о саморегулируемой организации, членами которой мы являемся, включены в государственный реестр саморегулируемых организаций и не исключены из него.

Генеральный директор



(подпись)

И.В. Вьюницкий
(ФИО)

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

163

Таблица регистрации изменений								
изм.	номера листов (страниц)				всего листов (страниц) в док.	номер док.	подп.	дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Изм.	Код	Лист	№	Подп.	Дата

Д050210150000-3-ПЗ

Лист

164