



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Средневолжская землеустроительная компания»**

Свидетельство СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.

Заказчик – ООО «Белкамнефть»

**Обустройство Вятской площади Арланского
нефтяного месторождения. Расширение
куста № 7**

Проектная документация

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Подраздел 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

Д003330220000-П-ИОС7-01

Том 5.7.1



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Средневолжская землеустроительная компания»**

Свидетельство СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.

Заказчик – ООО «Белкамнефть»

**Обустройство Вятской площади Арланского
нефтяного месторождения. Расширение
куста № 7**

Проектная документация

Раздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Подраздел 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

Д003330220000-П-ИОС7-01

Том 5.7.1

Заместитель Генерального Директора

А.Ю. Чунарев

Главный инженер проекта

С.Л. Понасенко




2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
Д003330220000-П-ИОС7-01-С	Содержание тома 5.7.1	2
Д003330220000-П-СП	Состав проектной документации	3
Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Текстовая часть	6
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-001	Схема технологическая принципиальная. 1 этап строительства	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-002	Схема технологическая принципиальная. 2 этап строительства	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-003	Схема технологическая принципиальная. 3 этап строительства	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-004	Схема технологическая принципиальная. 4 этап строительства	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-005	Схема технологическая принципиальная. 5 этап строительства	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-006	План расположения оборудования и трубопроводов на кусте № 7	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-007	Площадка приустьевая нагнетательной скважины (скважины №№ 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818). План-схемы. Разрезы	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-008	Площадка приустьевая нефтяной скважины (скважины №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г). План-схема. Разрезы	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-009	Подключение проектируемых трубопроводов к существующей АГЗУ № 7. Разрез	
Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-010	Площадка узла переключения задвижек. Разрез	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д003330220000-П-ИОС7-01-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Разраб.	Аверина				10.22	Содержание тома 5.7.1	П		1	
	Проверил	Юркин				10.22					
	Н. контр.	Шешунова				10.22		ООО «СВЗК»			
	ГИП	Понасенко				10.22					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» Д003330220000-П-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №									
Д003330220000-П-СП															
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата									
	Разраб.		Понасенко		10.22										
	Н. контр.	Юркин		10.22											
	ГИП	Понасенко		10.22											
Состав проектной документации						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">ООО «СВЗК»</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П	1		ООО «СВЗК»		
Стадия	Лист	Листов													
П	1														
ООО «СВЗК»															

Содержание

1	Технология производства	3
1.1	Исходные данные	3
2	Существующее положение	4
3	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристики принятой технологической схемы производства в целом и характеристики отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства.....	7
3.1	Основные технологические решения и их обоснования	7
3.2	Характеристика проектируемых сооружений	9
3.3	Характеристика и объемы сырья и продукции	14
3.3.1	Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа	15
3.4	Описание технологической схемы	19
3.5	Обустройство устья скважины	23
3.6	Узел переключения задвижек	23
3.7	Технологические трубопроводы	24
3.8	Расчет выкидных трубопроводов и водоводов на прочность, устойчивость и деформативность	28
3.9	Защита от коррозии.....	29
4	Гидравлический расчет.....	30
5	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	32
5.1	Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	32
6	Описание источников поступления сырья и материалов	33
7	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	33
8	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	33
9	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	34
10	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	35
10.1	Мероприятия по безопасному ведению процесса	35
10.2	Анализ опасностей технологических процессов	36
10.3	Опасные факторы, действующие на участке	37
11	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности.....	38
12	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	39
13	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства	41
14	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..	43
15	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	44

Взам. инв. №															
	Подп. и дата														
Инв. № подл.	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ														
	Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата									
	Разраб.		Аверина			10.22									
	Проверил		Юркин			10.22									
	Н. контр.		Шешунова			10.22									
ГИП		Понасенко			10.22										
Текстовая часть						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>1</td> <td>81</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">ООО «СВЗК»</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П	1	81	ООО «СВЗК»		
Стадия	Лист	Листов													
П	1	81													
ООО «СВЗК»															

16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов45

16.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование45

16.2 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов46

17 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....47

18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов48

19 Приложения53

Приложение А Протокол обследования системы сбора Вятской площади Арланского месторождения53

Приложение Б Технические условия ТУ 20.59.42-042-24084384-2019 на растворители углеводородные «ФЛЭК-Р- ...»54

Приложение В Транспортная накладная на растворитель углеводородный «ФЛЭК-Р-020»77

Приложение Г Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»80

Таблица регистрации изменений81

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
							2

1 Технология производства

1.1 Исходные данные

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7», утвержденного Генеральным директором ООО «Белкамнефть» Кузьминым Г.Г. (см. Д003330220000-П-ПЗ-01);
- технических условий для выполнения проектных работ на объект ПД «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7», утвержденных Генеральным директором ООО «Белкамнефть» Кузьминым Г.Г. (см. Д003330220000-П-ПЗ-01);
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2022 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- Постановления от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- [ГОСТ Р 58367-2019](#) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
- [ГОСТ 32388-2013](#) «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- [ВСН 006-89](#) «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- [ГОСТ Р 55990-2014](#) «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- [ПУЭ](#), издание 7 «[Правила устройства электроустановок](#)»;
- [РД 39-0148311-605-86](#) «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- [СП 284.1325800.2016](#) «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- [СП 18.13330.2019](#) «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80*»;
- [СП 12.13130.2009](#) «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон [от 21.07.1997 № 116-ФЗ](#) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- [СП 132.13330.2011](#) «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

3

2 Существующее положение

В административном отношении изысканный объект расположен в Каракулинском районе Удмуртской Республики в 98 км к юго-востоку от г. Ижевск и 22 км к северо-востоку от райцентра с. Каракулино.

Ближайшими населенными пунктами являются:

- д. Малые Калмаши, расположена в 13,7 км к северо-западу от участка работ;
- с. Галаново, расположено в 7,0 км к северо-востоку от участка работ;
- д. Сухарево, расположено в 2,5 км к северо-востоку от участка работ;
- д. Боярка, расположена в 5,0 км к юго-западу от участка работ;
- д. Кухтино, расположена в 1,0 км к северо-западу от участка работ.

Участок проектируемых работ находится на территории разрабатываемых объектов нефтедобычи.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. Районный центр Каракулино связан автомобильным сообщением с областным центром и со всеми сельскими населенными пунктами района, а также сетью проселочных дорог. Объект примыкает к асфальтированной автодороге регионального значения, соединяющей д. Кухтино и д. Боярка. Ближайшая железнодорожная станция «Нефтекамск-грузовой» находится в 11,4 км к востоку от участка работ.

Площадка куста скв. № 7 Арланского месторождения расположена землях пастбищ. Со всех сторон площадка ограничена обвалованием. Территория площадки загружена различными технологическими установками, наземными и подземными инженерными коммуникациями. В границы съёмки входит вся территория куста скв. № 7. Территория куста скважин № 7 в пределах обвалования спланирована.

Рельеф территории представляет собой слабоволнистую равнину с углом наклона поверхности до 7°, к югу площадки угол наклона меняется от 7° до 12° с минимальными отметками 139,69 м, к востоку вдоль дороги расположен откос с перепадом высот до 6 м, максимальные отметки рельефа в северной части площадки куста скважины и достигают 162,72 м.

Обустраиваемый участок месторождения представляет собой волнистую территорию, сильно пересеченную долинами рек, ручьев, балок. Залесенность местности достигает 100 %. Леса преобладают пихтово-еловые и вторичные березово-осиновые.

Гидрографическая сеть района представлена рекой Камой (Нижнекамское водохранилище) и ее правобережными притоками – р. Шумаха, Сухаревка, Жидковка, впадающими в р. Каму, а также пойменными озерами Камайка, Долгое, Большое и другими, расположенными ниже по течению от рассматриваемого участка.

Пересечения проектируемых сооружений с водными объектами не предусмотрены.

Климатическая характеристика района работ.

Климат рассматриваемой территории умеренно континентальный, с теплым летом и умеренно холодной зимой. В современную эпоху зима и лето стали продолжительнее, но менее устойчивыми: внутри них увеличилась повторяемость типов переходных сезонов.

Самым холодным месяцем в году остается январь, со средней месячной температурой – 19,5 °С, самым теплым – июль, со средней месячной температурой 25,1 °С.

Абсолютный максимум температуры воздуха был зарегистрирован в 1940 году – плюс 37 °С, абсолютный минимум – в 1978 году – минус 48 °С.

Расчетная температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 составляет минус 36 °С, с обеспеченностью 0,98 – минус 40 °С. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 33 °С, с обеспеченностью 0,98 – минус 35 °С.

Осадки. Количество осадков с ноября по март в районе изысканий составляет 197 мм. Количество осадков с апреля по октябрь в районе изысканий выпадает в пределах 384 мм. В среднем за год наблюдается 294 мм жидких осадков, 145 мм твердых и 71 мм смешанных.

Влажность воздуха. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца – 70 %, наиболее холодного месяца – 82 %.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

4

Герметизированный сбор и транспорт нефти и газа организован по следующей схеме: скважина – АГЗУ куста № 7 – УПСВ Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

Подача химреагента в систему нефтесбора предусмотрена на кустовой площадке № 7 при выходе жидкости с АГЗУ. Узел контроля коррозии технологического оборудования и трубопроводов расположен на существующей площадке перед входом на УПСВ.

Режим работы нефтедобывающих объектов – непрерывный, 365 дней.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

3 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристики принятой технологической схемы производства в целом и характеристики отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства

3.1 Основные технологические решения и их обоснования

Согласно техническому заданию на проектирование по кусту № 7:

- максимальная годовая добыча нефти – 25,491 тыс. т.;
- максимальная годовая добыча жидкости – 549,038 тыс. м³.

Объемы добычи нефти и жидкости (по годам) по кусту Вятской площади Арланского нефтяного месторождения приведены в таблице 3.5.

Общий фонд проектных скважин на кусте № 7:

- существующие (добывающие) – 9 шт.;
- существующие (нагнетательные) – 7 шт.;
- проектируемые (добывающие) – 4 шт.

Перечень расположения скважин на кусте № 7 приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень расположения проектных скважин на кусте № 7

№ куста	№ скважины	Количество скважин на кусте, шт.						
		всего	добывающие	нагнетательные	поглощающие	водозаборные	ликвидированные	в консервации
7	6431	1	1	-	-	-	-	-
7	6432	1	1	-	-	-	-	-
7	6785	1	1	-	-	-	-	-
7	6786	1	1	-	-	-	-	-
7	6802	1	1	-	-	-	-	-
7	6804	1	1	-	-	-	-	-
7	6819	1	1	-	-	-	-	-
7	6820	1	1	-	-	-	-	-
7	6821	1	1	-	-	-	-	-
7	13747Г	1	1	-	-	-	-	-
7	13744Г	1	1	-	-	-	-	-
7	13745Г	1	1	-	-	-	-	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

7

№№ куста	№ скважины	Количество скважин на кусте, шт.						
		всего	добывающие	нагнетательные	поглощающие	водозаборные	ликвидированные	в консервации
7	13751Г	1	1	-				
7	6430	1	-	1	-	-	-	-
7	6698	1	-	1	-	-	-	-
7	6784	1	-	1	-	-	-	-
7	6787	1	-	1	-	-	-	-
7	6801	1	-	1	-	-	-	-
7	6803	1	-	1	-	-	-	-
7	6818	1	-	1	-	-	-	-
	ВСЕГО	20	13	7	-	-	-	-

Проектом предусматривается герметизированная система сбора и транспорта по технологической схеме. Описание технологической схемы см. п. 3.4 данного тома.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

8

3.2 Характеристика проектируемых сооружений

На Арланском нефтяном месторождении предусмотрено кустовое строительство, с расположением устьев скважин в один ряд с расстоянием между ними 15 м.

Территория куста скважин ограждается земляным валом высотой 1 м с шириной бровки по верху вала 0,5 м. Через обвалование предусматривается проезд для спецтехники и переходы для обслуживающего персонала.

Оборудование для обустройства скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г предусмотрено УЭЦН, с учетом дебитов по данным, предоставленным геологической службой (см. таблицу 3.4).

Способ эксплуатации скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г, 6431, 6432, 6785, 6786, 6802, 6804, 6819, 6820, 6821, 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818 на кустовой площадке приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Способ эксплуатации скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г, 6431, 6432, 6785, 6786, 6802, 6804, 6819, 6820, 6821, 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818

№ куста	№№ скважин	Способ эксплуатации
7	13747Г	ЭЦН
7	13744Г	ЭЦН
7	13745Г	ЭЦН
7	13751Г	ЭЦН
7	6431	ШГН
7	6432	ШГН
7	6785	ШГН
7	6786	ЭЦН
7	6802	ЭЦН
7	6804	ЭЦН
7	6819	ШГН
7	6820	ШГН
7	6821	ШГН
7	6430	под закачку воды в систему ППД
7	6698	под закачку воды в систему ППД
7	6784	под закачку воды в систему ППД
7	6787	под закачку воды в систему ППД

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

9

7	6801	под закачку воды в систему ППД
7	6803	под закачку воды в систему ППД
7	6818	под закачку воды в систему ППД

Существующие здания и сооружения:

- нефтяная скважина № 6804;
- нефтяная скважина № 6787;
- нагнетательная скважина № 6803;
- нефтяная скважина № 6786;
- нефтяная скважина № 6785;
- нагнетательная скважина № 6784;
- нефтяная скважина № 6802;
- нагнетательная скважина № 6801;
- нагнетательная скважина № 6818;
- нефтяная скважина № 6819;
- нефтяная скважина № 6432;
- нагнетательная скважина № 6698;
- нефтяная скважина № 6431;
- нефтяная скважина № 6820;
- нагнетательная скважина № 6430;
- нефтяная скважина № 6821;
- АГЗУ № 7;
- блок автоматики;
- СУ;
- КТП.

Проектируемые здания и сооружения 1 этап:

- приустьевая площадка скважины № 13747Г;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка емкости для сбора производственно-дождевых стоков, V=63 м³ (КЕ-1);
- КТП;
- станция управления;
- площадка под инвентарные приемные мостки;
- станция управления.

Проектируемые здания и сооружения 2 этап:

- приустьевая площадка скважины № 13744Г;
- площадка под ремонтный агрегат;
- станция управления;
- площадка под инвентарные приемные мостки.

Проектируемые здания и сооружения 3 этап:

- приустьевая площадка скважины № 13745Г;
- площадка под ремонтный агрегат;
- станция управления;
- площадка под инвентарные приемные мостки;
- КТП.

Проектируемые здания и сооружения 4 этап:

- приустьевая площадка скважины № 13751Г;
- площадка под ремонтный агрегат;
- станция управления;
- площадка под инвентарные приемные мостки.

Проектируемые здания и сооружения 5 этап:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

10

- узел переключающих задвижек.

На кустовой площадке предусмотрено поэтапное строительство.

Проектной документацией в соответствии с заданием на проектирование по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7», помимо перечисленного выше проектируемых зданий и сооружений, предусматривается:

Первый этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13747Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13747Г до АГЗУ № 7.

Второй этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13744Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13744Г до АГЗУ № 7.

Третий этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13745Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13745Г до АГЗУ № 7.

Четвертый этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13751Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13751Г до АГЗУ № 7.

Пятый этап

- Строительство узла переключения задвижек на кусте № 7 для распределения закачки воды в нагнетательные скважины;
- Строительство водовода от точки врезки в существующий водовод до проектируемого узла переключения задвижек на кусте № 7;
- Строительство водоводов системы ППД от проектируемого узла переключения задвижек до нагнетательных скважин №№ 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопроводов осуществляется узлом контроля коррозии с помощью образцов свидетелей, установленным на существующей площадке перед входом на УПСВ. Определение скорости коррозии оборудования и трубопроводов проводится с периодичностью раз в 10 месяцев. По результатам проведения определения скорости коррозии составляется протокол. Протокол последнего обследования системы нефтесбора Вятской площади Арланского месторождения см. Приложение А.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода предусмотрен в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Помимо визуального осмотра предусмотрена ультразвуковая толщинометрия силами лаборатории техники, технологии добычи, транспортировки нефти и защиты от коррозии АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, аттестованной на проведение неразрушающих видов контроля.

Режим работы – непрерывный, круглосуточный, 365 дней в год, 8760 часов в год.

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в таблице 3.3.

При выполнении проекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» в соответствии с ПУЭ (ГОСТ 30852.9-2002) и по Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» определены классы взрывоопасных зон и их размеры на сооружениях системы сбора и транспорта продукции скважин куста Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

К источникам утечек, возникающих при нормальной работе проектируемого объекта, относятся утечки от неплотностей технологического оборудования на устьях скважин №№ 6430,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

11

6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818, 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г на узлах подключения выкидных трубопроводов к АГЗУ, на площадке узла переключения задвижек.

Размеры взрывоопасных зон определены в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» составляют:

- Зона 2 - 3 м по горизонтали и вертикали от арматуры на устьях скважин, на узле переключения задвижек и на узлах подключения выкидных трубопроводов к АГЗУ.

Срок службы проектируемого оборудования и технических устройств (трубопроводов, арматуры) составляет не менее 20 лет.

В соответствии с [ГОСТ 32388-2013](#) табл. 5.6 наименьшая отбраковочная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации для диаметра 89 составляет 2 мм.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси, согласно [ПУЭ](#) и [ГОСТ 30852.5-2002](#), [ГОСТ 30852.9-2002](#), [ГОСТ 30852.11-2002](#).

Применяемое оборудование должно соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

Декларация и сертификаты соответствия технологическому регламенту на применяемое оборудование приведены в приложениях (Приложение Г).

Характеристика проектируемых выкидных трубопроводов, водоводов, расчет на прочность и устойчивость, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в п. 3.7 данного тома.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ						12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Перок.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОСТ-01-ТЧ

Таблица 3.3 – Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений

Наименование здания, сооружения	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ (ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002), основание ФЗ-123 ст.19	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны по (ПУЭ) ГОСТ 30852.9-2002	Условия работы обслуживающего персонала	Категория пожарной и взрывопожарной опасности по СП 12.13130-2009	Класс конструктивной пожарной опасности (ст. 31, 87 №123-ФЗ, СП 2.13130.2020)
Приустьевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины	нефть	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН	-
Площадка узла переключения задвижек	вода			на открытом воздухе	ДН	-
Приустьевые площадки нагнетательных скважин	вода			на открытом воздухе	ДН	-

3.3 Характеристика и объемы сырья и продукции

Дебиты по жидкости и нефти скважин Вятской площади куста № 7, принятые в соответствии с заданием на проектирование, приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Дебиты по жидкости и нефти скважин Вятской площади куста № 7

Месторождение:		Арланское		Куст № 7		
№ п/п	№скв.	Назначение (добыв., нагнет.)	Состояние по фонду (действ., проектная)	Объект разработки	Q жидкости м3/сут.	Q нефти т/сут.
1	6431	Добывающая ОРД	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	15.0	5.8
				ВИЗЕЙСКИЙ	129.0	0.5
2	6432	Добывающая	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	16.8	4.7
3	6785	Добывающая	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	7.2	1.6
4	6786	Добывающая	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	523.2	5.0
5	6802	Добывающая	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	121.7	2.3
6	6804	Добывающая	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	395.4	16.2
7	6819	Добывающая ОРД	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	6.0	0.6
				ВИЗЕЙСКИЙ	192.0	8.0
8	6820	Добывающая	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	4.8	0.5
9	6821	Добывающая	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	9.4	1.8
10	13747Г	Добывающая	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	16.4	7.3
11	13744Г	Добывающая	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	30.0	17.0
12	13745Г	Добывающая	проектная	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	57.3	17.5
13	13751Г	Добывающая	проектная	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	57.3	17.5
Итого по кусту :					1581.6	106.4

Объемы добычи нефти и жидкости (по годам) по кусту Вятской площади Арланского нефтяного месторождения приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Объемы добычи нефти и жидкости (по годам) по кусту Вятской площади Арланского нефтяного месторождения

Наименование месторождения	куст	показатели	ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Вятская площадь	куст 7	нефть	тыс.т.	15,991	24,932	25,491	24,846	24,133
		жид-ть	тыс.м ³	448,885	542,468	549,038	548,589	545,325

Объем закачки в нагнетательные скважины приведен в таблице 3.6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

14

Таблица 3.6 – Объем закачки в нагнетательные скважины

Месторождение		Арланское				Куст № 7	
№ п/п	Нескв.	Назначение	Состояние по фонду (действ., проектная)	Объект разработки	Q приемистости м3/сут.		
1	6430	Нагнетательная	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	62		
				ВИЗЕЙСКИЙ	142		
2	6698	Нагнетательная	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	552		
3	6784	Нагнетательная	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	799		
4	6787	Нагнетательная	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	53		
5	6801	Нагнетательная	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	93		
6	6803	Нагнетательная	действующая	ПОДОЛЬСКО-КАШИРСКИЙ	37		
7	6818	Нагнетательная	действующая	ВИЗЕЙСКИЙ	279		
Итого по кусту:					2017		

3.3.1 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

Свойства нефтей и растворённого газа изучены по пробам, отобранным в пластовых и поверхностных условиях. Способы отбора поверхностных проб – общепринятые – с устья действующих безводных скважин.

Исследования проб нефтей проводились в лабораториях ЦНИПров НГДУ Арланнефть, а также в лаборатории исследования коллекторских свойств пластов и пластовых флюидов БашНИПНефть. Здесь же выполнены в 1993 – 1995 гг. исследования по изучению содержания в нефтях Арланского месторождения ванадия и никеля.

В настоящей работе характеристика нефти Вятской площади представлена по результатам исследований 45 пластовых проб из 19 скважин и 39 поверхностных проб нефти из 27 скважин.

Свойства пластовой и дегазированной нефти Вятской площади Арланского месторождения приведены в таблице 3.7.

Компонентный состав нефти и газа Вятской площади Арланского месторождения приведен в таблице 3.8.

Физико-химические свойства пластовых вод приведены в таблице 3.9.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	15	

Таблица 3.7 – Свойства пластовой и дегазированной нефти Вятской площади Арланского месторождения

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение	Диапазон значений	Среднее значение
		Каширо-подольские отложения		Терригенная толща нижнего карбона	
Свойства пластовой нефти					
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин)	9 (6)		36 (13)	
2	Давление пластовое, МПа	5,06 - 10,1	8,4	9,6 - 12,9	11,9
3	Температура пластовая, °С	19,4-22	21,2	24,5-28,3	26
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	1,08 - 2,80	1,53	3,87 - 9,26	8,2
5	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	10,6 - 17,01	13,1	10,0 - 21,7	16,4
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	-	-	-	-
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	850 - 874	863		882
8	Вязкость в условиях пласта, мПа·с	10,78 - 14,72	12,74	20,3 - 27,3	24,16
9	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	5,5-7,3	6,3	-	-
10	Плотность выделившегося газа, кг/м ³ , при 20°С:			1,13-2,0	1,46
	-при однократном (стандартном) разгазировании	-	-	-	-
	-при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-	-	-	-
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³ при 20°С				
	-при однократном (стандартном) разгазировании	866-880	874	883-903	891
	-при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	-	-	-	-
12	Пересчётный коэффициент, доли ед.		0,964		0,964
Свойства дегазированной нефти					
13	Количество исследований поверхностных проб (скважин)	17 (14)		22	
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	866-880	874	883-903	891
15	Вязкость, мПа·с				
	- при 20°С	13,9-23,4	17,5	30,1-70,4	40,5
	- при 50°С				
16	Температура застывания, °С				
17	Массовое содержание, %				
	серы	1,57-2,64	2,37	1,96 - 2,98	2,53
	смола силикагелевых	12,74-24,8	17,24	12,8 - 26,97	19,82
	асфальтенов	2,4-5,85	4,33	3,75 - 6,26	5,06
	парафинов	1,79-5,06	2,8	2,14 - 5,06	3,44
18	Температура плавления парафина, °С	49 - 58	52	46 - 54	51
19	Содержание микрокомпонентов, г/т				
	ванадий	37-73	50,2	83-199	110
	никель	6 - 29	18,1	43-116	62
20	Температура начала кипения, °С	46-92	67	34-101	56
21	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
	до 100°С	0-8,5	3,9		
	до 150°С	7,0-15,0	11,1		
	до 200°С	0-22,5	18,1	17-25	21
	до 250°С				
	до 300°С	32,0-57,0	39,4	16-20,5	18,7

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

16

Таблица 3.8 – Компонентный состав нефти и растворенного газа Вятской площади Арланского месторождения

№ п/п	Наименование параметра	Численные значения при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		Численные значения при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях	
		газ	нефть	газ	нефть
1	Молярная концентрация компонентов, % моль				
	-сероводород	-	-	-	-
	-двуокись углерода		сл.	1.76	-
	-азот+редкие	9.08	-	0.571	46.08
	в т.ч. гелий	-	-	0.011*	-
	-метан	5.00	0.387	0.316	7.89
	-этан	24.81	2.257	1.767	12.6
	-пропан	34.20	1.181	4.206	17.78
	-изобутан	6.17	3.011	1.500	9.79
	-нормальный бутан	10.57	2.204	3.504	-
	-изопентан	2.79	2.297	2.223	4
	-нормальный пентан	2.03	4.613	2.263	-
	-гексаны	0.97	5.437	4.336	1.15
	-гептаны				
	-октаны	0.15	78.61	79.31	-
	-остаток C8+				
2	Молекулярная масса, г/моль	41.83	-	202	36.3
3	Плотность				
	-газа, кг/м ³	1.79	-	-	1.46
	-газа относительная (по воздуху), д.ед.	1.39	-	-	1.13
	-нефти, кг/м ³		874	863	891

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Таблица 3.9 – Физико-химические свойства пластовых вод

Наименование параметра	Значение
Плотность воды, кг/см ³	1207
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,3
Общая минерализация, г/л	271,8
Минерализация, мг*экв.	872,3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

3.4 Описание технологической схемы

В соответствии с заданием на проектирование (см. Д003330220000-П-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается расширение кустовой площадки № 7 с обустройством добывающих скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

Выбор трасс и размещение проектируемых объектов произведен на основе результатов количественного анализа риска аварий (см. Д003330220000-П-ПРБ-01) с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность проектируемых объектов.

В соответствии с [РД 39-0148311-605-86](#) настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемой скважины предусматривается герметизированная система сбора, учета и транспорта по следующей технологической схеме: скважина – АГЗУ куста № 7 – УПСВ Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода осуществляется узлом контроля коррозии с помощью образцов свидетелей, установленным на существующей площадке перед входом на УПСВ. Определение скорости коррозии оборудования и трубопроводов проводится с периодичностью раз в 10 месяцев. По результатам проведения определения скорости коррозии составляется протокол. Протокол последнего обследования системы нефтесбора Вятской площади Арланского месторождения см. Приложение А.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода предусмотрен в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Помимо визуального осмотра предусмотрена ультразвуковая толщинометрия силами лаборатории техники, технологии добычи, транспортировки нефти и защиты от коррозии АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, аттестованной на проведение неразрушающих видов контроля.

Режим работы объекта добычи нефти и газа непрерывный, круглосуточный, 365 дней в году, 8760 часов в год.

Проектной документацией в соответствии с заданием на проектирование по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» предусматривается:

Первый этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13747Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13747Г до АГЗУ № 7.

Второй этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13744Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13744Г до АГЗУ № 7.

Третий этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13745Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13745Г до АГЗУ № 7.

Четвертый этап

- Расширение кустовой площадки № 7 с обустройством устья добывающей скважины № 13751Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, оборудованной ЭЦН;
- Строительство выкидного трубопровода от проектируемой добывающей скважины № 13751Г до АГЗУ № 7.

Пятый этап

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

- Строительство узла переключения задвижек на кусте № 7 для распределения закачки воды в нагнетательные скважины;
- Строительство водовода от точки врезки в существующий водовод до проектируемого узла переключения задвижек на кусте № 7;
- Строительство водоводов системы ППД от проектируемого узла переключения задвижек до нагнетательных скважин №№ 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 1 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-001.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 2 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-002.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 3 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-003.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 4 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-004.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 5 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-005.

Основные технико-экономические показатели (ТЭП) по проектируемым сооружениям системы промышленного сбора и транспорта нефти и газа проектируемых добывающих и существующих нагнетательных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г, 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818 куста № 7 приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Основные технико-экономические показатели (ТЭП) по проектируемым сооружениям системы промышленного сбора и транспорта нефти и газа проектируемых добывающих и существующих нагнетательных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г, 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818 куста № 7

Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во
Проектируемый выкидной трубопровод от проектируемой добывающей скважины № 13747Г до существующей АГЗУ № 7		
Добывающие скважины	шт.	1
из них с электроприводным центробежным насосом	шт.	1
Протяженность выкидных трубопроводов DN80	м	81,92
Металлоемкость по трубам	т	1,05
Проектируемый выкидной трубопровод от проектируемой добывающей скважины № 13744Г до существующей АГЗУ № 7		
Добывающие скважины	шт.	1
из них с электроприводным центробежным насосом	шт.	1
Протяженность выкидных трубопроводов DN80	м	102,79
Металлоемкость по трубам	т	1,32
Проектируемый выкидной трубопровод от проектируемой добывающей скважины № 13745Г до существующей АГЗУ № 7		
Добывающие скважины	шт.	1
из них с электроприводным центробежным насосом	шт.	1
Протяженность выкидных трубопроводов DN80	м	167,37

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

Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во
Металлоемкость по трубам	т	2,15
Проектируемый выкидной трубопровод от проектируемой добывающей скважины № 13751Г до существующей АГЗУ № 7		
Добывающие скважины	шт.	1
из них с электроприводным центробежным насосом	шт.	1
Протяженность выкидных трубопроводов DN80	м	185,56
Металлоемкость по трубам	т	2,38
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6430		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	59,08
Металлоемкость по трубам	т	1,20
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6698		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	18,00
Металлоемкость по трубам	т	0,40
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6784		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN100	м	37,47
Металлоемкость по трубам	т	1,16
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6787		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	76,33
Металлоемкость по трубам	т	1,53
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6801		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	52,43
Металлоемкость по трубам	т	1,05

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

21

Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6803		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	59,91
Металлоемкость по трубам	т	1,20
Проектируемый водовод системы ППД от проектируемого узла задвижек до существующей нагнетательной скважины № 6818		
Нагнетательные скважины	шт.	1
Протяженность водоводов DN80	м	56,70
Металлоемкость по трубам	т	1,13
Проектируемый водовод системы ППД от точки врезки в существующий трубопровод до проектируемого узла переключения задвижек на кусте № 7		
Протяженность водоводов DN100	м	89,40
Металлоемкость по трубам	т	2,76

Технологическое оборудование, заложенное в рамках данного проекта, имеет сертификаты соответствия промышленной безопасности и разрешения на применение оборудования (технического устройства, материалов).

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопроводов помимо визуального осмотра производится силами лаборатории техники, технологии добычи, транспортировки нефти и защиты от коррозии АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова ультразвуковой и магнитометрической диагностикой в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. Лаборатория техники, технологии добычи и транспортировки нефти и защиты от коррозии АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова аттестована на проведение неразрушающих видов контроля, свидетельство об аттестации № 53А110356 от 05.07.2017 г.

В соответствии с техническими условиями для выполнения проектных работ (см. Д003330220000-П-ПЗ-01) проектом предусматривается сбор дождевых стоков с кустовой площадки в подземную емкость с дальнейшим вывозом на очистные сооружения УПН Юськинского нефтяного месторождения, с последующей закачкой в систему ППД.

Проектные решения приняты и разработаны в соответствии с Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
							22

3.5 Обустройство устья скважины

Данной проектной документацией предусматривается обустройство устьев нефтяных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

План расположения оборудования и трубопроводов на кусте № 7 представлен на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-006.

Проектируемые скважины №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г оборудуются погружным электроцентробежным насосом ЭЦН.

Обустройство устьев скважин проектируется в соответствии с требованиями [ГОСТ Р 58367-2019](#), [ГОСТ 32569-2013](#).

Трубопроводная обвязка устьев нефтяных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г показана на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-008.

Трубопроводная обвязка устьев нагнетательных скважин 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818 показана на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-007.

Территория устьев скважин обваловывается общим земляным валом с целью предупреждения разлива нефти в случае аварии.

На выкидном трубопроводе в обвязке устья каждой скважины предусматривается установка комплекта устьевого АШК-50х14К1-07-КУ на базе арматуры АШК-50х14К1-08. Комплект устьевого снабжен манифольдом с трубопроводом, оснащенный запорно-разрядными устройствами ЗРК2А-21, вентилем-пробоотборником Вп1-15х14, быстроразъемными соединениями БРС1, БРС2 (с обратным клапаном). Комплект устьевого АШК-50х14К1-07-КУ изготавливается ООО «Завод нефтегазового оборудования «ТЕХНОВЕК» и в границы проектирования не входит.

Климатическое исполнение устьевого АШК-50х14К1-07-КУ по [ГОСТ 15150-69](#). Предельные значения рабочих температур окружающего воздуха от +40 до -60 °С.

Характеристика проектируемых выкидных трубопроводов и водоводов на территории кустовой площадки, расчет на прочность и устойчивость, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в п. 3.7.

На обвязке устья каждой скважины (№№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г) предусматривается установка пробоотборного вентиля.

Пробоотборный вентиль предназначен для оперативного отбора пробы промысловой жидкости с целью её анализа в лабораторных условиях.

Для измерения избыточного давления и защиты электродвигателей насосов скважин по давлению (управления внешними электрическими цепями) применен взрывозащищенный электроконтактный манометр ДМ2005Сг1Ех, установленный на комплекте устьевом. Подробное описание приведено в томе 5.7.2 (Д003330220000-П-ИОС7-02) «Автоматизация комплексная».

Очистка выкидных трубопроводов осуществляется совместно с подвеской НКТ скважин закачкой через затрубное пространство растворителя АСПО марки ФЛЭК Р 020. Доставка растворителя осуществляется автотранспортом типа АЦ и закачкой ЦА 320.

Технические условия и транспортная накладная на растворители углеводородные представлены в приложениях (Приложение Б, Приложение В).

3.6 Узел переключения задвижек

Для возможности переключения подачи подтоварной воды, поступающей в существующие нагнетательные скважины №№ 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818 проектом предусмотрена наземная площадка узла переключения задвижек.

Площадка узла переключения задвижек выполнена с щебенчатым покрытием и утопленным бордюром камнем.

Для контроля давления в трубопроводе предусмотрены манометры с обеих сторон запорно-регулирующей арматуры.

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
							23

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 2 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-002.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 3 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-003.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 4 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-004.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа для 5 этапа строительства представлена на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-005.

План расположения оборудования и трубопроводов на кусте № 7 представлен на чертеже Д003330220000-П-ИОС7-01-Ч-006.

В соответствии с п. 48 Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается оснащение нефтегазосборного трубопровода устройством для контроля за коррозией, устанавливаемого на существующей площадке перед входом на УПСВ.

Рабочее (нормативное) давление выкидных трубопроводов и водоводов принято равным 4,0 МПа и 15,0 МПа соответственно.

Выкидные трубопроводы и водоводы проектируются из стальных бесшовных горячедетформированных труб из стали 20 группа В по [ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74](#), диаметром и толщиной стенки 89x6 (для выкидных трубопроводов), 89x10 (для водоводов до скважин №№ 6430, 6698, 6787, 6801, 6803, 6818) и 114x12 (для водовода до скважины № 6784 и водовода от точки врезки в существующий водовод до проектируемого узла переключения задвижек на кусте № 7), класса прочности не ниже К42 по ГОСТ 31443-2012:

- подземные участки – с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа (2У) по ТУ 1390-005-32256008-05;
- надземные участки, отводы крутоизогнутые, трубы для изготовления гнутых отводов – без покрытия.

Допускается применение стальных труб из других марок стали повышенной эксплуатационной надежности, из стали класса прочности не ниже К42.

Повороты линейной части выкидных трубопроводов и водоводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом сваренной нитки, монтажом отводов штампованных и вставок из гнутых отводов R=15. Отвод штампованный R=1,5DN из трубы диаметром и толщиной стенки 89x6 (для выкидных трубопроводов), 89x10 (для водоводов до скважин №№ 6430, 6698, 6787, 6801, 6803, 6818) и 114x12 (для водовода до скважины № 6784 и водовода от точки врезки в существующий водовод до проектируемого узла переключения задвижек на кусте № 7) из стали 20 группа В, класса прочности не ниже К42. Отводы крутоизогнутые – без наружного покрытия. Отводы крутоизогнутые штампованные изготавливаются по [ГОСТ 17375-2001](#).

Замер дебита проектируемой и существующих скважин предусматривается на существующей замерной установке АГЗУ № 7.

При пересечении проектируемых трубопроводов с существующими коммуникациями расстояние в свету от нижней образующей существующих коммуникаций до верхней образующей проектируемых трубопроводов должно быть не менее 0,35 м, пересечение выполняется под углом не менее 60°.

При пересечении траншеи с подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не менее 2 метров от оси и не менее 1 метра над верхом коммуникации. Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную, без применения ударных инструментов. Засыпку траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.

В соответствии с [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» выкидные трубопроводы относятся к группе А(б), I категории.

В соответствии с [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» водоводы относятся к группе В, I категории.

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

Выкидные трубопроводы укладываются в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы, водоводы – не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.

Трубы и детали трубопроводов должны поставляться термообработанными. Все сварные соединения подлежат термообработке.

Характеристика технологических трубопроводов, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и плотность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Характеристика технологических трубопроводов, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и плотность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в таблице

Наименование параметра	Значение параметра	
	Выкидные и нефтегазосборный трубопроводы	Водоводы
Назначение трубопровода		
Диаметр и толщина стенки, мм	89x6	89x10 114x12
ГОСТ, ТУ	ГОСТ 8732-78 ; ГОСТ 8731-74	
Марка стали	20	20
Давление расчетное, МПа	4	15
Группа и категория по ГОСТ 32569-2013	A(б)I	VI
Давление испытания, МПа:		
- на прочность	5,72	21,45
- на плотность	4,0	15,0
Контроль ультразвуковым или радиографическим методами, %	20	100
Способ прокладки	Подземно (на глубине не менее 1,0 м до верхней образующей трубы)	Подземно (на глубине не менее 1,0 м до верхней образующей трубы)

Строительство и монтаж технологических трубопроводов (выкидных трубопроводов от скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г и водоводов до нагнетательных скважин №№ 6430, 6698, 6784, 6787, 6801, 6803, 6818) предусматривается в соответствии с требованиями [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

По окончании строительно-монтажных работ технологические трубопроводы подвергаются очистки путем продувки и испытанию на прочность и плотность гидравлическим способом в соответствии с [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Величина давления испытания выкидных трубопроводов:

- на прочность – $P_{исп.} = 1,43 P_{раб.} = 5,72$ МПа;
- на плотность – $P_{исп.} = P_{раб.} = 4,0$ МПа.

Величина давления испытания водоводов:

- на прочность – $P_{исп.} = 1,43 P_{раб.} = 21,45$ МПа;
- на плотность – $P_{исп.} = P_{раб.} = 15,0$ МПа.

Выкидные трубопроводы и водоводы подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания в соответствии с [ГОСТ 32569-2013](#). Время испытания в соответствии с [ГОСТ 32569-2013](#) не менее 24 ч.

Величина давления дополнительного пневматического испытания на герметичность для выкидных трубопроводов $P_{исп.} = P_{раб.} = 4,0$ МПа, для водоводов – $P_{исп.} = P_{раб.} = 15,0$ МПа.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
					26								

Гидравлические испытания проводятся при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С.

При проведении испытаний должны быть предусмотрены места для безопасного удаления жидкости из трубопроводов и ее утилизации после проведения гидроиспытаний. Вывоз воды после промывки и испытания трубопроводов предусмотреть на очистные сооружения УПН Юськинского нефтяного месторождения, с последующей закачкой в систему ППД (см. Д003330220000-П-ПОС-01).

Согласно п. 108 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта, испытания на прочность и проверки на герметичность промысловых трубопроводов (ПТ) осуществить комплексное опробование. Заполнение ПТ транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ.

Согласно п. 1619 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» ввод в эксплуатацию объектов ПТ осуществить на основании приказа руководителя эксплуатирующей организации.

Согласно п. 1620 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» ввод в эксплуатацию объектов ПТ по прежнему назначению, остановленных на срок свыше трех месяцев, произвести после пробной эксплуатации ПТ не менее 72 часов, а по истечении 12 месяцев – только после проведения работ по ревизии при условии, что срок эксплуатации не превышает нормативный или продленный на основании экспертизы промышленной безопасности.

Согласно п. 960 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию ПТ следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации ПТ.

Согласно п. 902 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 3.12 установлены опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время продувки и испытания трубопроводов газом или воздухом.

Согласно п. 903 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 3.13 установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний.

Таблица 3.12 – Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	600	100

Таблица 3.13 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см ² в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см ² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100–300	75	600	100	900

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3.8 Расчет выкидных трубопроводов и водоводов на прочность, устойчивость и деформативность

Расчет на прочность трубопроводов выполнен в соответствии с [ГОСТ 32388-2013](#) «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». Проверка трубопроводов на прочность выполнена по программе «AutoPIPE Plus».

Исходные данные и результаты расчета толщин стенок выкидных трубопроводов и водоводов приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Исходные данные и результаты расчета толщин стенок выкидных трубопроводов и водоводов

Наименование параметра	Значение параметра	
	Выкидные трубопроводы	Водоводы
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ 32388-2013	ГОСТ 32388-2013
Диаметр D , мм	89	89 114
ГОСТ или ТУ на трубы	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74	ГОСТ 8732-78/ ГОСТ 8731-74
Марка стали или класс прочности	Сталь 20, группа В, класс прочности не ниже К42	Сталь 20, группа В, класс прочности не ниже К42
Временное сопротивление R_b , МПа	412	412
Условный предел текучести R_y , МПа	245	245
Рабочее давление P , МПа	4,0	15,0
Давление испытания на прочность, МПа	5,72	21,45
Коэффициент прочности сварных швов φ	0,7	0,7
Коэффициент запаса прочности:		
-по времен. сопротивл. n_b	2,4	2,4
-по пределу текучести n_y	1,5	1,5
R_b / n_b , МПа	171,7	171,7
R_y / n_y , МПа	163,3	163,3
Расчетная толщина стенки t_p , мм	1,53	5,48 7,02
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	0,9	1,5 1,8
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	3,0	3,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

28

Номинальная толщина стенки t , мм	5,43	9,98	11,82
Принятая толщина стенки, мм	6	10	12

Трубы по [ГОСТ 8732-78](#), [ГОСТ 8731-74](#) должны иметь гарантированную ударную вязкость металла не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С.

Окончательная толщина стенки принималась согласно требованиям п. 5.5.2 [ГОСТ 32388-2013](#), а также с учетом номенклатуры выпускаемых труб заводов-изготовителей и унификации применяемых в проекте типоразмеров труб.

3.9 Защита от коррозии

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится система покрытий общей толщиной 200 мкм в соответствии с [СП 28.13330.2017](#).

Рекомендуемая конструкция покрытия:

- грунтовка ГФ-021 ([ГОСТ 25129-20](#)) - 1 слой;
- эмаль ПФ-115 ([ГОСТ 6465-76](#)) - 2 слоя.

Степень очистки поверхностей - «вторая» по [ГОСТ 9.402-2004](#).

Опознавательную окраску трубопроводов проводится по [ГОСТ 14202-69](#) «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Для защиты от почвенной коррозии согласно [ГОСТ Р 51164-98](#) предусматривается:

- строительство трубопроводов из труб, поверхность которых покрыта гидроизоляцией с наружным двухслойным полиэтиленовым защитным покрытием, выполненной в заводских условиях;
- покрытие сварных стыков деталей трубопроводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2 по ТУ 2293-006-94274904-2007;
- покрытие наружной поверхности деталей трубопроводов, труб для изготовления гнутых отводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1 по ТУ 2293-006-94274904-2007.

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя 90x2,2 мм – 1 слой;
- Муфта ИЗТМ 89x450 мм (Муфта ИЗТМ 114x450 мм) – 1шт.;

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм шириной 90 мм – 1 слой;
- Лента ТОЗ либо полимерная липкая оберточная лента 90x1,2 мм – 1 слой.

В зоне перехода надземных участков трубопроводов в подземные - надземные участки покрываются гидроизоляцией усиленного типа по [ГОСТ Р 51164-98](#) «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

Перед нанесением гидроизоляции поверхность металла очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, обеспыливается. Степень очистки поверхности металла – «третья» по [ГОСТ 9.402-2004](#). Работы проводятся в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

По показателям свойств и температурному диапазону применения изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную противокоррозионную защиту изолированных изделий на весь нормативный срок эксплуатации трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

4 Гидравлический расчет

В соответствии [ГОСТ Р 58367-2019](#) гидравлический расчет системы сбора продукции скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г куста № 7 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения выполнен по «Методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей».

Целью расчета является:

- определение устьевого давления на скважинах №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г кустовой площадки № 7 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения;
- определение диаметра выкидных трубопроводов от скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г кустовой площадки № 7 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

Гидравлический расчет произведен в программе Pipesim.

Расчетные схемы существующей системы сбора продукции скважин кустовой площадки № 7 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения приведена на рисунке (Рисунок 4.1).

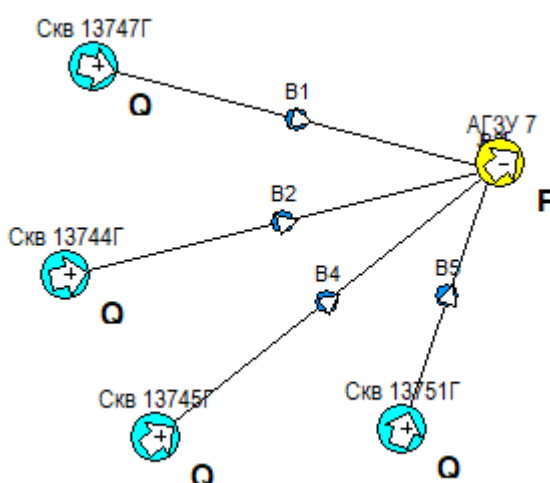


Рисунок 4.1 – Схема сбора и транспорта нефти Вятской площадки Арланского нефтяного месторождения до АГЗУ куста № 7

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 4.1, 4.2.

Таблица 4.1 – Физико-химические свойства

Участок		Расход жидкости, м³/сут	Плотность, г/см³	Обводненность, %	Газовый фактор, м³/м³	Температура, °С	Вязкость, мПа*с	
начало	конец						20°С	5°С
скв. №13747Г	АГЗУ-7	16,4	0,880	69,41	14,97	22	23,4	35,7*
скв. №13744Г	АГЗУ-7	30,0	0,880	69,41	14,97	22	23,4	35,7*
скв. №13745Г	АГЗУ-7	57,3	0,880	69,41	14,97	22	23,4	35,7*
скв. №13751Г	АГЗУ-7	57,3	0,880	69,41	14,97	22	23,4	35,7*

*- значения, полученные путем вычислений.

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

5 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологического оборудования, используемого для обустройства нефтяных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г основными видами ресурсов для технологических нужд, является электроэнергия.

Основными потребителями электроэнергии проектируемых сооружений являются:

- электродвигатели насосов типа ЭЦН нефтяных скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г;
- нагрузки КИПиА.

Решения по электроснабжению приведены в соответствующем томе 5.1 (Д003330220000-П-ИОС1-01).

5.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Приборы учёта устанавливаются по стороне напряжения 0,4 кВ в РУНН 0,4 кВ проектируемой КТП-К(ВК)-630/6/0,4кВ на площадке скважин Арланского нефтяного месторождения, поставляется в составе проектируемого электрооборудования.

Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов см. Д003330220000-П-ИОС1-01.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

6 Описание источников поступления сырья и материалов

Согласно заданию на проектирование по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» (Приложение 1), промышленная нефтеносность на месторождении связана с объектами разработки: визейский, подольско-каширский.

7 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Согласно заданию на проектирование по объекту «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» характеристика продукции указана в пункте 3.3 настоящего раздела.

8 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Описание характеристик принятого технологического оборудования указано в пунктах 3.2, 3.5, 3.6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на максимально загруженный период, на основании физических объемов работ, эксплуатационной производительности машин и механизмов и принятых темпов работ.

Доставка основных строительных материалов и конструкций на площадку строительства осуществляется с соответствующих предприятий Каракулинского района Удмуртской Республики.

Доставка грузов на строительную площадку осуществляется автотранспортом и спецавтотранспортом.

Доставка тяжеловесной строительной техники, оборудования и блок-боксов на строительную площадку осуществляется спецавтотранспортом.

Потребность строительства в грузовом и специализированном автотранспорте определена на максимально загруженный период с учетом норм грузоподъемности транспортных средств и расстояний транспортировки грузов. Данные расчетов приведены в томе 6 «Проект организации строительства» (Д003330220000-П-ПОС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

10.1 Мероприятия по безопасному ведению процесса

Для снижения опасности производства в проектной документации предусмотрены следующие мероприятия и требования к технологическому оборудованию:

- используется герметичное оборудование;
- применено электрооборудование во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов;
- предусмотрен контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей о возникновении аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии емкостного оборудования, надземных трубопроводов;
- предусмотрено заземление оборудования, трубопроводов, арматуры;
- предусмотрена защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;
- применены трубы из материалов, соответствующих характеристикам перекачиваемого продукта, толщина трубопроводов обеспечивает безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях;
- конструкция технологического оборудования должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы (требование отражено в опросных листах на оборудование);
- технологическое оборудование должно иметь сертификат соответствия требованиям промышленного безопасности и разрешение на применение его на опасных производственных объектах (требование к поставщику оборудования).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

10.2 Анализ опасностей технологических процессов

Анализ опасностей технологических процессов является составной частью процедуры анализа риска аварий на ОПО, обоснования безопасности, риск – менеджмента и системы управления промышленной безопасностью на предприятиях.

Для сведения к минимуму последствий аварийных ситуаций технологическая схема разбита на технологические блоки, каждый из которых может быть отключен в аварийной ситуации без развития аварии в масштабе предприятия.

Причины возникновения аварий условно можно объединить в три группы:

1 Разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры, и отказ системы противоаварийной защиты объекта.

2 Ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:

- нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
- ошибочные действия при ремонтных работах на объекте;
- запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
- бездействие и ошибка в действиях в нештатной ситуации;
- проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;
- самовольное возобновление работ, остановленных органами Госгортехнадзора;
- эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
- несоблюдение правил пожарной безопасности.

3 Внешние воздействия природного и техногенного характера.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера можно отнести:

- грозовые разряды и разряды статического электричества;
- землетрясения;
- разливы рек;
- снежные заносы и аномальное понижение (повышение) температуры воздуха;
- попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних объектах;
- преднамеренные действия (диверсия).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10.3 Опасные факторы, действующие на участке

Процесс сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляемый на месторождениях, связан с рядом опасных факторов: высокое давление в аппаратах и трубопроводах, токсичность и взрывопожароопасность больших объемов, перекачиваемых нефти и газа, наличие динамического оборудования, коррозионная агрессивность попутно-добываемых вод. Все это создает опасность для обслуживающего персонала.

Разлив нефти и выброс в воздух рабочей зоны попутного газа в случае разгерметизации трубопроводов и оборудования, в результате нарушения правил эксплуатации, норм технологического режима, порядка проведения ремонтных работ создает опасность загрязнения окружающей среды и отравления персонала.

Попутный нефтяной газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые могут самовоспламеняться и взрываться и тем более при наличии огня или искры. Взрыв или возгорание транспортируемого углеводородного сырья может привести к серьезным разрушениям наземных сооружений и зданий, а также травматизму персонала.

Наличие высокого давления в аппаратах, трубопроводах и превышение его норм, предусмотренных технологическим режимом, может привести к разрыву емкостного оборудования, что также опасно для жизни персонала.

Наиболее опасными местами являются канализационные колодцы, технологические емкости, различное электрооборудование, места отбора проб. Наиболее опасными операциями являются установка или снятие заглушек, ремонт трубопроводов, запорной арматуры, пропаривание трубопроводов, чистка внутренней поверхности аппаратов, проведение огневых работ, ремонт электрооборудования.

Вредными веществами на участке являются нефть, попутный нефтяной газ, минерализованная пластовая вода.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности

Применяемые в проектной документации материалы, изделия и оборудование должны иметь сертификаты установленного образца Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии или декларацию о соответствии требованиям промышленной безопасности.

Предусматриваемые в проектной документации материалы, изделия и оборудование (технические устройства) сертифицированы и декларированы на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке о техническом регулировании.

Декларация и сертификаты соответствия представлены в приложениях (Приложение Г).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

12 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

Перечень профессий и квалификационный состав обслуживающего персонала принят в соответствии с [ОК 016-94](#) «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».

Расчет численности, необходимой для эксплуатации проектируемых сооружений, определен в соответствии с «Типовыми нормативами численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности».

Обслуживание добывающих скважин будут осуществлять операторы по добыче нефти и газа. Обслуживание выкидных трубопроводов будут осуществлять трубопроводчики линейные.

Продолжительность рабочей недели у работников не должна превышать 40 часов. Число рабочих дней в году у каждого работника не должно превышать 250. При проектировании организации и оснащения рабочих мест были использованы материалы проектов-аналогов, показатели которых соответствовали прогрессивным технологическим, организационным, санитарно-гигиеническим и другим нормативам. Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Оснащение рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к аппаратам управления;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Принятые в проекте решения по организации и обслуживанию рабочих мест отвечают следующим требованиям:

- высокий профессионализм исполнителей работ по функциям обслуживания;
- оперативность и надежность обслуживания.

Рабочий персонал обеспечивает нормальную безаварийную эксплуатацию технологического оборудования.

Постоянного присутствия персонала предприятия для обслуживания трубопроводов на площадке скважин не требуется. Техническое обслуживание, ремонт и осмотр выполняются силами цеха добычи нефти и газа предприятия, за которым закреплена площадка скважины.

В настоящее время обслуживание существующего куста № 7 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения осуществляется персоналом ЦДНГ-1 НГДУ-1 АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. При вводе в эксплуатацию проектируемых трубопроводов от скважин №№ 13747Г, 13744Г, 13745Г, 13751Г количество обслуживающего персонала не изменится. Численность персонала представлена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Численность обслуживающего персонала

№№ п/п	Состав обслуживающего персонала	Санитарная группа производственных процессов	Численность обслуживающего персонала			Примечание
			в сутки, чел.	в смену, чел.	всего, чел.	
1	Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1в, 2г, 2в		1 (8 часов)	1	
2	Оператор по добыче нефти и газа	1в, 2г, 2в	1	1 (8 часов)	2	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

39

№№ п/п	Состав обслуживающего персонала	Санитарная группа производст- венных процессов	Численность обслуживающего персонала			Примечание
			в сутки, чел.	в смену, чел.	всего, чел.	
3	Оператор товарный (ДНС)	1в, 2г, 2в	1		1	
4	Электромонтер	1в, 2г, 2в				выезд на объект по заявке
5	Слесарь по ремонту нефтепромыслового оборудования	1в, 2г, 2в				выезд на объект по заявке
6	Слесарь по контрольно- измерительным приборам и автоматике (КИПиА)	1в, 2г, 2в				выезд на объект по заявке
	Итого:		2	2	4	

Места постоянного нахождения рабочего персонала обеспечены теплом, электроэнергией, питьевой водой и др.

Для оказания первой медицинской помощи в служебно-бытовых помещениях предусмотрены аптечки. Оказание квалифицированной медицинской помощи осуществляется в медучреждении ближайшего населенного пункта.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	40

13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Проектной документацией предусмотрены ограждения, закрывающие доступ со всех сторон к потенциально опасным местам объектов системы сбора продукции.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов, пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы сбора и транспорта продукции скважины предусматривается автоматическое и дистанционное управление технологическим процессом.

Необходимо проведение систематического осмотра (по графику) трассы с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений.

При эксплуатации сооружений системы сбора продукции скважины необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины, в блоке дозирования реагента, замерной установке;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов системы сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
										41

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду-допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию выкидных трубопроводов при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

14 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Объем автоматизации линейного объекта выполнен согласно техническим требованиям на системы автоматизации и связи объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» (Д003330220000-П-ПЗ-01).

Уровень автоматизации определяется требованиями безопасности для взрывопожароопасных производств, характеристиками обращающихся в технологическом процессе газов и жидкостей, непрерывностью технологического процесса, а также требованиями действующих нормативных документов.

Предусматриваются следующие объемы контроля и автоматизации:

Добывающие скважины:

- остановка скважины при выходе нагрузки электродвигателя погружного насоса (ЭЦН) за пределы установленных значений (реализуется на базе комплектной станции управления СУ ЭЦН);
- остановка электродвигателя ЭЦН при выходе давления на устье скважины за пределы установленных значений (реализуется на базе СУ ЭЦН по сигналу электроконтактного манометра);
- измерение давления на устье скважины с показанием по месту;
- телеизмерение расхода скважины производится с помощью, существующей замерной установки куста № 7;
- телеконтроль состояния скважины (работа/остановка).
- передача информации с контроллера телемеханизации скважины (КТС) до вновь устанавливаемой станции телемеханизации куста № 7.

Емкость для сбора производственно-дождевых стоков местное измерение уровня.

Периодическое измерение предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ и дозрывных концентраций (ДВК) в воздушной среде рабочего пространства куста скважин осуществляется переносными газоанализаторами.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе 5.7.2 (Д003330220000-П-ИОС7-02) «Автоматизация комплексная».

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

						Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ		Лист
								43

15 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемого объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» представлены в томе 8.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Д003330220000-П-ООС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в томе 8.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Д003330220000-П-ООС-01).

Вывоз промышленных отходов (загрязненной ветоши, огарки электродов) предусмотрено осуществлять на санкционированный полигон.

Вывоз нефтезагрязненных грунтов, образующихся на период эксплуатации от возможных порывов, предусмотрено вывозить специализированным транспортом на площадку для хранения и переработки замазученных грунтов.

16.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Для минимизации риска отклонения в работе конструкций и инженерных систем объекта капитального строительства и, как следствие, нарушения требований безопасности или необходимых для работы условий на объекте осуществляется ряд мероприятий:

Перед началом работ должны быть проверены наличие и исправность приборов, инструментов, защитных средств, предохранительных приспособлений и др.

Необходимо периодически производить осмотр и проверку производственного оборудования и своевременный его ремонт, согласно графику ППР. Каждое действующее оборудование, аппарат, насос и т.п. должны быть оснащены полным комплектом соответствующих приспособлений, предусмотренных паспортом на сооружение и оборудование.

Приборы контроля и автоматики могут применяться лишь те, которые имеют сертификат соответствия промышленной безопасности. Их поверка должна осуществляться в соответствии с [приказом от 31 июля 2020 года № 2510](#) «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»..

Приборы все время должны находиться в состоянии, гарантирующем безопасную и правильную работу.

Система технического обслуживания, содержания и ремонта должна обеспечивать контроль за техническим состоянием сооружений путем проведения технических осмотров, профилактическое обслуживание, наладку, регулирование и текущий ремонт инженерных систем и сооружений, а также текущий ремонт строительных конструкций сооружений в объемах и с периодичностью, обеспечивающих их исправное состояние и эффективную эксплуатацию.

Согласно Постановлению Правительства РФ [от 16.02.2008г. № 87](#) в данном разделе содержится информация о мероприятиях по обеспечению требований энергетической эффективности проектируемых объектов энергетики.

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование, приведены в томе 5.1 (Д003330220000-П-ИОС1-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ	Лист
							45

16.2 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Предполагаемые к применению оборудование, изделия и материалов выбраны исходя из условий соответствия необходимым техническим требованиям, требований энергетической эффективности [СП 50.13330.2012](#) и максимальной экономической целесообразности.

Основным показателем нерационального расхода энергетических ресурсов является общий коэффициент эффективности. Исходя из общего коэффициента эффективности (ОЭЭ), который стремится к 100 % показателю.

Общая эффективность оборудования – интегрированный показатель, оценивается по трем критериям: доступность (Availability, A), производительность (Performance, P), качество (Quality, Q).

Доступность. Этот критерий позволяет определить масштабы внеплановых остановок: поломки и отказы оборудования, остановки из-за дефицита сырья или отсутствия места на складе. Он характеризует время, в течение которого оборудование было доступно для использования, в сравнении с плановым временем работы.

Производительность. Этот критерий отражает влияние на эффективность снижения скорости работы оборудования, например, за счет износа машин, использования некачественных материалов, неэффективных действий оператора.

Качество. Этот показатель позволяет проанализировать размеры потерь из-за отклонения от принятых стандартов.

Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов, приведено в томе 5.1 (Д003330220000-П-ИОС1-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для обеспечения безаварийной эксплуатации и сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду сооружений системы сбора продукции скважины проектной документацией предусмотрены следующие решения:

- сбор продукции скважины осуществляется по напорной однострунной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопровода для транспорта продукции скважины в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- автоматическое отключение электродвигателя глубинного насоса скважины при отклонениях давления в выкидном трубопроводе - выше и ниже допустимого значения;
- применение блочного оборудования для замера дебита скважины - измерительной установки;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков выкидного трубопровода, деталей трубопровода;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- применение защиты трубопровода и оборудования от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- защита оборудования и трубопровода от статического электричества путем заземления.

Для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, исключения возможности повреждения трубопровода по трассе на углах поворота трассы установлены опознавательные и запрещающие знаки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нормальном режиме работы проектируемых объектов представлены в томе 8.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (Д003330220000-П-ООС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» в целях предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц проектом предусматриваются следующие мероприятия:

- наличие средств обнаружения несанкционированного доступа в КТП, в шкафы КИПиА;
- автоматизацию технологических процессов, обеспечивающую дистанционное управление и контроль за процессами из операторной;
- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса;
- защитное ограждение технологических сооружений предупредительного типа;
- сигнализация несанкционированного доступа в технологический и аппаратурный отсеки измерительной установки с передачей информации в автоматизированную систему диспетчерского управления АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

Целью защиты проектируемого объекта от террористических акций является создание таких условий функционирования, при которых само проведение террористической акции теряет смысл и результат данной акции не эффективен (на объект не проникнуть, последствия аварии от террористической акции не принесут ожидаемого эффекта и т.д.).

Методами защиты объекта от террористических акций являются: администрирование; зонирование территории объекта; ограничение доступа к технологическим системам; сочетание активной и пассивной защиты; применение комплекса инженерно-технических мероприятий для защиты от проникновения на объект; создание условий максимального снижения последствий аварий от проявления терроризма; четкое управление; управление информацией и т.д.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на объекте являются:

- ежедневные обходы территории объекта и осмотр оборудования на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

При угрозе проведения диверсионно-террористических акций необходимо:

- усилить охрану объектов;
- ужесточить пропускной режим;
- провести аттестацию личного состава подразделений охраны;
- провести комплекс предупредительно-профилактических мероприятий по повышению бдительности, инструктажи ответственных лиц;
- ежедневно проверять все доступные для посещения места на предмет обнаружения в них возможно заложенных взрывных устройств, высокотоксичных, радиоактивных и других опасных веществ, и материалов;
- проверить готовность к действиям комиссий по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности, штатных аварийно-спасательных формирований, состояние дежурной техники.

Комплекс мер по противодействию терроризму предусматривается как технические, так и организационные мероприятия, направленные на предупреждение возникновения угрозы террористического захвата сооружения.

При реализации террористической угрозы на территории площадок скважин, и в случае полного разрушения оборудования финансовый ущерб может составить до 5 млн. руб. Ущерб в результате реализации террористических угроз будет иметь локальный масштаб. В соответствии с

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

п. 6 СП 132.132.13330.2011 проектируемый объект по значимости относится к 3 классу – низкая значимость.

Согласно п. 8 СП 132.132.13330.2011 на проектируемом объекте применяются средства защиты КТП в здании, СКУД и СрВД.

В проектные решения СКУД входят: наличие запирающего устройства, защищающее от несанкционированного доступа в шкаф КИПиА, КТП; телесигнализация открытия КТП и шкафа КИПиА (контроль несанкционированного доступа); средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса с передачей сигнала в автоматизированную систему диспетчерского контроля и управления (АСДУ) АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова. В решения по СрВД на проектируемом объекте входят: визуальный осмотр проектируемого объекта обслуживающим персоналом; патрулирование ведомственной службой безопасности ООО ЧОП «Нефтяник» на договорной основе.

Антитеррористическая защищенность проектируемого объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. Расширение куста № 7» обеспечивается выполнением следующих общих требований:

1) Наличие на ОПО организационно-распорядительных документов по организации защиты ОПО от возможных террористических актов и назначение должностных лиц, ответственных за проведение мероприятий по защите ОПО от террористических актов – Организация мероприятий по защите объекта возможных террористических актов и назначение должностных лиц, ответственных за проведение мероприятий по защите ОПО от террористических актов осуществляется в соответствии с организационно-распорядительных документов, утвержденных приказом генерального директора;

2) Разработка порядка взаимодействия должностных лиц ОПО, служб охраны ОПО с органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, территориальными органами Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, а также медицинскими учреждениями и аварийно-спасательными службами по вопросам обмена информацией, проведения совместных учений (тренировок) и реагирования на сообщения об угрозе террористического акта – На объектах АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова разработан порядок взаимодействия органов управления, сил и средств. Схема организации оповещения и взаимодействия органов управления, сил и средств на объектах АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова представлена на рисунке (Рисунок 14.1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

СХЕМА
организации управления, оповещения и связи при угрозе и возникновении
чрезвычайной ситуации на объектах НГДУ-1 АО "Белкамнефть" им. А.А. Волкова

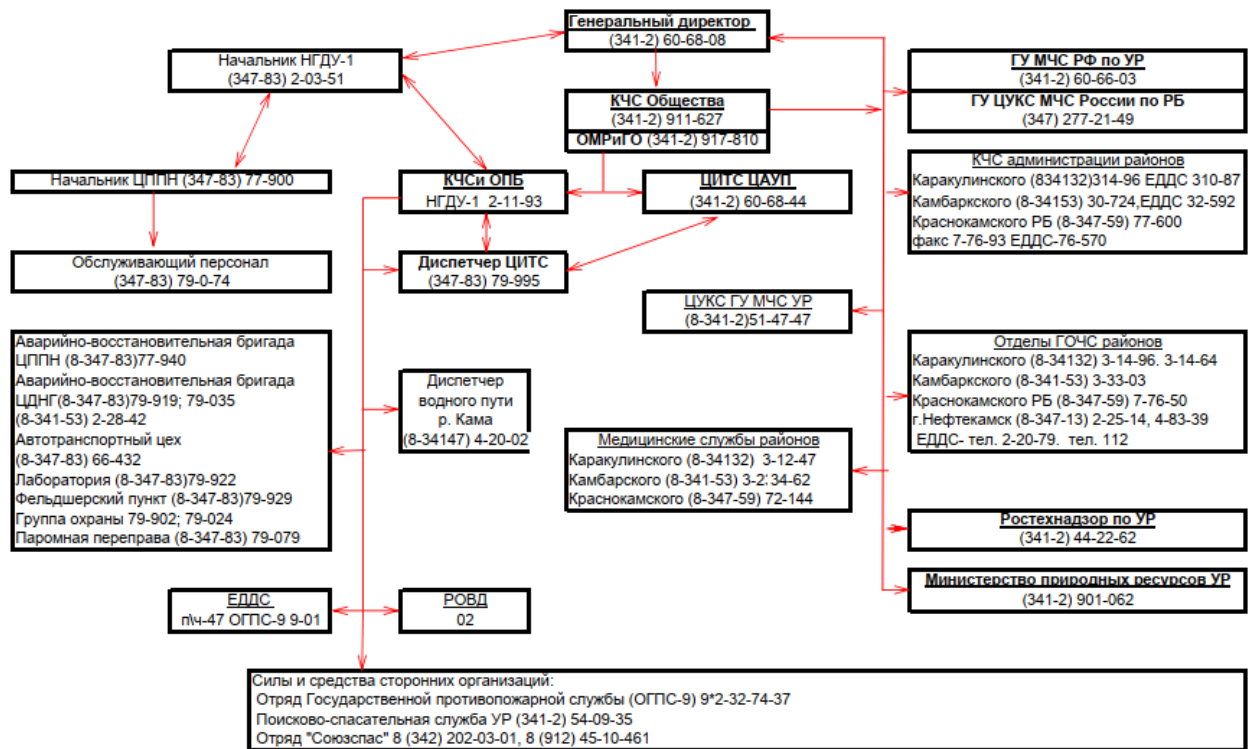


Рисунок 14.1 - Схема организации оповещения и взаимодействия органов управления

3) Организация охраны ОПО с помощью вневедомственной охраны Министерства внутренних дел Российской Федерации или частных охранных предприятий - Охрана месторождения осуществляется охранным предприятием ООО «Частное охранное предприятие «Нефтяник» на договорной основе;

4) Проведение мероприятий по усилению контрольно-пропускного режима и охраны ОПО, на которых обращаются опасные вещества в количествах, более чем указано в приложении 2 к Федеральному закону "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" - Мероприятия по усилению контрольно-пропускного режима и охраны ОПО не требуются;

5) Выполнение требований положений и инструкций, регламентирующих порядок обеспечения охраны, пропускного, внутреннего режимов и безопасной работы ОПО - Все требования положений и инструкций, регламентирующих порядок обеспечения охраны, пропускного, внутреннего режимов и безопасной работы ОПО выполняются согласно положения о контрольно-пропускном и внутриобъектовом режиме, утвержденном приказом генерального директора № ГД-01/492 от 26.11.2012;

6) Выделение особо охраняемых периметров ОПО по степени террористической уязвимости и масштабов последствий терактов - Выделение особо охраняемых периметров ОПО по степени террористической уязвимости и масштабов последствий терактов не производится;

7) Реализация мер, направленных на повышение противоаварийной и антитеррористической устойчивости ОПО - Повышение противоаварийной и антитеррористической устойчивости не требуется;

8) Оборудование контрольно-пропускных пунктов специальными инженерно-техническими сооружениями, препятствующими несанкционированному проезду на охраняемую территорию (противотаранными устройствами, выдвижными устройствами типа "шипы", устройствами для принудительной остановки автотранспорта типа "еж") - Инженерно-технические сооружения, препятствующие несанкционированному проезду на охраняемую территорию не предусмотрены. Порядок пропуска транспортных средств на проектируемый объект осуществляется согласно положению о контрольно-пропускном и внутриобъектовом режиме.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

50

Вместе с тем, для предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса с передачей сигнала на автоматизированную систему управления (АСУ) ТП АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова;

- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;

- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

На площадке скважин устанавливаются запрещающие знаки на въезд и вход.

В целях предотвращения постороннего вмешательства в период проведения строительных работ на территории площадки предусматривается наличие круглосуточно дежурящей охраны.

Промысловые трубопроводы охраняются методом патрулирования на автомобиле сотрудниками частного охранного предприятия. Охрана на данном объекте постоянно не находится;

9) Оборудование территории ОПО периметральными системами охранной сигнализации с выводом информации на центральный пост и включением дополнительного освещения при ее срабатывании, а также системой видеоконтроля или телевизионного наблюдения за территорией ОПО и периметром с поста дежурного охранника, диспетчера – Оборудование территории ОПО периметральными системами охранной сигнализации с выводом информации на центральный пост и включением дополнительного освещения при ее срабатывании, а также системой видеоконтроля или телевизионного наблюдения за территорией ОПО и периметром с поста дежурного охранника, диспетчера не предусмотрено. Охрана периметра осуществляется путем периодического патрулирования объекта силами службы безопасности АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова;

10) Оборудование охраняемых периметров ОПО электронными системами дистанционного наблюдения и сигнализацией проникновения – Оборудование охраняемого периметра объекта электронными системами дистанционного наблюдения и сигнализацией проникновения не предусмотрено. Охрана периметра осуществляется путем периодического патрулирования объекта силами службы безопасности АО «Белкамнефть»;

11) Организация допуска людей на территорию ОПО, автомобильного и железнодорожного транспорта автоматизированными средствами пропускного режима через автоматические ворота контрольно-пропускного пункта по пропускам установленного образца с использованием технических средств идентификации работников и ручных металлоискателей – Территория объекта проектирования является охраняемой и пребывание на ней без пропуска установленного образца или сопровождающего из числа штатных сотрудников АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова запрещается. Организация допуска осуществляется согласно положению о контрольно-пропускном и внутриобъектовом режиме;

12) Оборудование рабочих мест контролеров контрольно-пропускного пункта тревожными кнопками экстренного вызова резерва охраны, а также средствами связи для вызова подвижных нарядов милиции и оповещения дежурного диспетчера вневедомственной охраны – Обслуживающий персонал и ведомственная охрана обеспечены средствами оперативной радиотелефонной связи;

13) Обеспечение личного состава службы охраны ОПО переносными средствами связи и табельным оружием в соответствии с законодательством – Обслуживающий персонал и ведомственная охрана обеспечены средствами оперативной радиотелефонной связи.

14) Оборудование и оснащение специализированных площадок для досмотра автомобильного и железнодорожного транспорта, въезжающего на территорию ОПО и выезжающего с их территории – На объекте не предусмотрены площадки досмотра железнодорожного транспорта ввиду его отсутствия. Досмотр транспортных средств осуществляется согласно положению о контрольно-пропускном и внутриобъектовом режиме;

15) Организация проверки состояния противоаварийной защиты, блокировок и охранной сигнализации помещений, где размещено газовое и газоиспользующее оборудование, работающее без постоянного присутствия обслуживающего персонала – На объекте отсутствует газовое и газоиспользующее оборудование, работающее без постоянного присутствия обслуживающего персонала, отсутствуют помещения;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

16) Оснащение ОПО сигнализаторами дозрывной концентрации газов в соответствии с требованиями Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств – Периодическое измерение ДВК и ПДК в воздушной среде рабочего пространства на территории куста осуществляется существующими переносными газоанализаторами;

17) Ведение учета поступления и расходования опасных веществ на ОПО – Телеизмерение дебита скважины производится с помощью существующей групповой замерной установки «АГЗУ» куста № 113 Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.

18) Транспортирование вагонов с опасными грузами к местам слива и налива только после предварительной проверки технического состояния железнодорожных подъездных путей необщего пользования; оборудование мест слива и налива автомобильных и железнодорожных цистерн на охраняемых территориях – На объекте не предусмотрено транспортирование вагонов с опасными грузами по железнодорожным подъездным путям. Оборудование мест слива и налива автомобильных и железнодорожных цистерн не предусмотрено;

19) Организация дистанционного контроля за местами расположения запорной, регулирующей, отсекающей и предохранительной арматуры, в соответствии со схемами коммуникаций технологического и энергетического обеспечения, несанкционированное воздействие на которую может вызвать аварийную ситуацию на ОПО – Дистанционный контроль не предусмотрен. Периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности предотвращает несанкционированный доступ посторонних лиц к проектируемому объекту;

20) Исключение доступа посторонних лиц к эксплуатационной документации и во внутреннюю компьютерную сеть ОПО – Доступ посторонних лиц к эксплуатационной документации и во внутреннюю компьютерную сеть ОПО исключен;

21) Обеспечение контроля за наличием и работоспособностью систем противоаварийной защиты, блокировок и сигнализации.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

19 Приложения

Приложение А Протокол обследования системы сбора Вятской площади Арланского месторождения

АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова УНИПР
Цех техники и технологии добычи нефти
Лаборатория ТТДНиЗК-1

Протокол В-1/2020.10.139 от 30.10.2020 г.

Место отбора: Система нефтесбора Вятской площади Арланского м/р

Удельный вес, г/см ³	1,177
Уровень pH	5,30

Общая жесткость, мг/дм ³ (мг-экв/л)*	13734,4	819,1
Жесткость °Ж	819,1	
Общая минерализация, мг/дм ³ *	260692,0	

6-комп. состав: определяемые ионы	мг/л	мг-экв/л
HCO ₃ ⁻	164,7	2,7
Cl ⁻	158330,0	4466,3
SO ₄ ²⁻	577,9	12,0
Ca ²⁺	9600,0	479,0
Mg ²⁺	4134,4	340,1
Na ⁺ +K ⁺	87885,0	3661,9

* - результаты получены расчетным методом

Определяемые параметры	результаты
Содержание растворенного кислорода, мг/дм ³	не обнаружено
Средняя скорость коррозии, мм/год	0,026

Примечание: Средняя скорость коррозии с января по ноябрь 2020 г. определена гравиметрическим методом посредством установки узлов контроля коррозии в системе нефтесбора Вятской площади Арланского месторождения с направлениями с к.529, 23, 78, 524, 144, 516, 77.

Вывод: По результатам определения средняя скорость коррозии в системе нефтесбора Вятской площади Арланского м/р составляет 0,026 мм/год. Согласно РД 39-0147103-362-86 по степени агрессивного воздействия среды в зависимости от коррозионного проникновения является слабоагрессивной (норматив мм/год: 0,01 - 0,1).

Зав. лабораторией ТТДНиЗК-1



Коновалов Г.Н.

Исполнитель: лаборант



Сивова А.А.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист


53

Приложение Б
Технические условия ТУ 20.59.42-042-24084384-2019 на растворители
углеводородные «ФЛЭК-Р- ...»

Общество с ограниченной ответственностью «ФЛЭК»
(ООО «ФЛЭК»)

ОКПД2 20.59.42.140 **ОКС 71.080.99**

УТВЕРЖДАЮ:
 Директор
 ООО «ФЛЭК»
 Герин Ю.Г.
 2019 г.

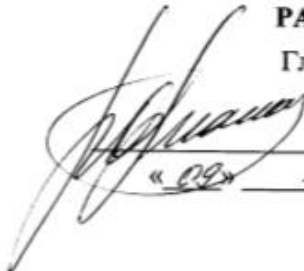


РАСТВОРИТЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ
«ФЛЭК-Р- ...»

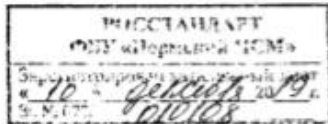
ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019
 (взамен ТУ 2458-042-24084384-2014 с изменениями № 1 - №3)

Дата введения в действие 2019-12-10

РАЗРАБОТАНО:
 Главный технолог
 ООО «ФЛЭК»
 И.А. Юрпалов
 «09» 12 2019 г.



г. Пермь
 2019


 «10» декабря 2019 г.
 И.А. Юрпалов

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подпись и дата

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие технические условия распространяются на растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-016, -017, 017М, -018, -020, -020М, -021, -024, -025» (далее «ФЛЭК-Р-...»), предназначенные для:

- обработки нефтяных скважин с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений с поверхности внутрискважинного оборудования;
- обработки трубопроводов внутрипромыслового сбора и транспорта нефти с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений с их внутренней поверхности;
- обработки призабойных зон пластов (ПЗП) добывающих скважин с целью интенсификации добычи жидкости за счет удаления органических отложений из порового пространства ПЗП;
- обработки призабойных зон пластов добывающих скважин, направленные на интенсификацию добычи перед проведением других мероприятий, (в том числе кислотных обработок ПЗП);
- обработки призабойных зон пластов нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления с целью увеличения их приемистости за счет удаления органических отложений из порового пространства ПЗП;
- снижения вязкости реологически сложных нефтей с целью улучшения их транспортабельности путем прямого смешения.

Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» представляют собой смеси алифатических, нафтеновых и ароматических углеводородов (фракций легких углеводородов) с добавлением ПАВ и полярных неэлектролитов.

Обязательные требования к продукции, обеспечивающие безопасность для жизни и здоровья населения и охрану окружающей среды, изложены в разделах 2, 3, 4.

Пример записи продукции при заказе и в других документах:
«Растворитель углеводородный «ФЛЭК-Р-017», ТУ 20.59.42-042-24084384-2019.

1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

1.1. 1.1. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» должны соответствовать требованиям настоящих технических условий, выпускаться по технологическому регламенту, согласованному и утвержденному в установленном порядке.

1.2. Технология производства растворителей гарантирует отсутствие органических хлоридов в получаемом продукте.

Изм. № подл.	Изм. № инв.	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подпись и дата	Подпись и дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019							
									Изм.	Лист	Маск		
						Разраб.	Щербинин	<i>[Подпись]</i>	08.12.14	Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» Технические условия	Лит.	Лист	Листов
						Проверил	Юрпалов	<i>[Подпись]</i>	09.12.15		A	2	23
						Н. контр.	Кокорышкин	<i>[Подпись]</i>	09.12.14	ООО «ФЛЭК»			
						Утв.							

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1.3. По физико-химическим показателям растворители «ФЛЭК-Р-...» должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование показателей	Норма для марок			Метод испытаний
	ФЛЭК-Р-016	ФЛЭК-Р-017, ФЛЭК-Р-017М, ФЛЭК-Р-020, ФЛЭК-Р-020М, ФЛЭК-Р-021, ФЛЭК-Р-024, ФЛЭК-Р-025	ФЛЭК-Р-018	
1. Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Допускается опалесценция			Визуально по п. 7.2
2. Плотность при 20°C, кг/м ³	720 ±36	750 ±37	840 ±40	По п. 7.3 наст. ТУ
3. Плотность при температуре налива, кг/м ³	Не нормируется, определение обязательно			ГОСТ 3900 рзд. I
4. Фракционный состав, температура начала перегонки, °С, выше	30			По п. 7.4 наст. ТУ и ГОСТ 2177 (метод А)
5. Температура застывания, °С, не выше	Минус 60			ГОСТ 20287 (метод Б) и по п. 7.5 наст. ТУ
6. Содержание хлорорганических соединений (ХОС)	отсутствие			По п. 7.6 наст. ТУ и ГОСТ Р 52247
7. Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	Минус 35			По п. 7.7 и ГОСТ 6356
8. Коррозионная агрессивность товарной формы, г/(м ² *час), не более: - для фонда скважин, - для остальных направлений	0,089 0,125			По п. 7.8 наст. ТУ и ГОСТ Р 9.905
9. Кинематическая вязкость, мм ² /сек, не более: - при температуре 20°C, - при температуре минус 40°C	20 500			По п. 7.9 наст. ТУ и ГОСТ 33
10. Эффективность удаления АСПО по отношению к углеводородной фазе, %, не менее	95			По п. 7.10 наст. ТУ
11. Определение высаливающей способности	Отсутствие высаливающей способности при контакте с минерализованной водой			По п. 7.11 наст. ТУ

Примечания:

- Показатель по п. 3 определяют для расчетов с потребителем с указанием температуры налива.
- Определение показателей по п.п. 6, 7, 8, 9, 10, 11 проводят по требованию потребителя.
- По согласованию с потребителем допускается увеличение отклонения фактических значений показателя по п. 2 от нормированных величин.

Изм. № подл.	Изм. № дубл.	Изм. №	Взам. инв. №	Подпись и дата	Подпись и дата
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019					Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	3

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Лист

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

56

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

2. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

2.1. Влияние растворителей углеводородных «ФЛЭК-Р-...» на организм человека определяется воздействием входящих в состав компонентов, краткая характеристика которых приведена в таблице 2.

Таблица 2

Наименование вещества	Класс опасности	ПДКр.з., м.р./с.с., мг/м ³ (ГН 2.2.5.3532)
Алифатические углеводороды C ₃ и выше	4	300/100
Ароматические углеводороды (толуол, ксилол, этилбензол)	3, 3, 4	150/50
Алифатические спирты (изопропанол, бутанол-2, н-бутанол)	3	50/10
Метанол	3	30/10
		15/5

По степени воздействия на организм в соответствии с ГОСТ 12.1.007 растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» относятся к 3 классу умеренно опасных веществ.

При ингаляционном пути контакта оказывают токсическое действие: поражают центральную нервную систему, раздражают слизистые оболочки верхних дыхательных путей и глаз. Растворители углеводородные при попадании на слизистые оболочки глаз оказывают выраженное раздражающее действие, при попадании на кожу при повторном контакте - выраженное раздражение. Обладают кожно-резорбтивным и кумулятивным действием.

2.2. По международной классификации согласно ГОСТ 32419, ГОСТ 32423, ГОСТ 32424 и ГОСТ 32425, требования которых соответствуют Рекомендациям ООН (системе «СГС»), растворители углеводородные обладают следующими видами и классами опасности, обусловленные :

- *физико-химическими свойствами* - воспламеняющиеся жидкости 1-го класса;
- *воздействием на организм:*
 - острая токсичность при проглатывании 4 класса;
 - острая токсичность при попадании на кожу 5 класса (по метанолу);
 - раздражение глаз 2А класса;
 - сенсибилизирующее действие при вдыхании и контакте с кожей;
 - мутагенное действие 1А класса.
 - воздействующие на функцию воспроизводства 1 класса.
 - избирательная токсичность на зрение при проглатывании при однократном или многократном воздействии 1 класса (по метанолу);
 - избирательная токсичность при вдыхании при однократном воздействии 3 класса (раздражающее и наркотическое действие).
 - избирательная токсичность на ЦНС, органы при многократном/продолжительном воздействии 2 класса.
 - опасность при аспирации 1 класса.

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						4

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- *воздействием на окружающую среду:* хроническая токсичность для водной среды, 3 класса опасности.

2.3. Контроль за содержанием летучих компонентов в воздухе рабочей зоны осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005 методами, утвержденными в установленном порядке. Содержание компонентов растворителей в воздухе рабочей зоны определяют прибором АМ-5 с применением трубок РЮАЖ 415522.505-44, РЮАЖ 415522.505-41, РЮАЖ 415522.505-26, РЮАЖ 415522.505-58, РЮАЖ 415522.505-23 РЮАЖ 415522.505-28 или другим прибором аналогичного действия по ГОСТ 12.1.014.

2.4. С целью исключения попадания паров растворителей в воздух рабочей зоны необходимо обеспечить полную герметичность емкостей, оборудования, коммуникаций и средств отбора.

2.5. Производственные и лабораторные помещения должны быть оборудованы общеобменной приточно-вытяжной вентиляцией по ГОСТ 12.4.021, обеспечивающей состояние воздушной среды в соответствии с ГОСТ 12.1.005.

2.6. В соответствии с ГОСТ 12.1.044 растворители «ФЛЭК-Р-...» относятся к группе горючих, легковоспламеняющихся жидкостей - температура вспышки в закрытом тигле нормирована: не ниже минус 35°C. Пары образуют с воздухом взрывоопасные смеси, взрывоопасная концентрация паров с воздухом: от 1 до 6% объемных. Температура самовоспламенения растворителей «ФЛЭК-Р-...» 255 – 450°C, область воспламенения 0,76 – 5,16 % по объему, температурные пределы воспламенения: нижний – минус 34°C, верхний – плюс 2°C.

2.7. В помещениях для использования и хранения «ФЛЭК-Р-...» запрещается обращение с источниками нагрева, искрения, открытого огня. Электрооборудование, электросети и арматура искусственного освещения должны быть выполнены во взрывобезопасном исполнении. Не допускается использование инструментов, дающих при ударах искру. Емкости и трубопроводы должны быть защищены от статического электричества.

2.8. Оборудование и аппараты процессов слива и налива должны быть герметизированы с целью исключения попадания растворителя «ФЛЭК-Р-...» в канализационные системы, а его паров в воздушную среду рабочего помещения в количестве, превышающем ПДК. При сливо-наливных операциях необходимо соблюдать правила защиты от статического электричества.

2.9. Персонал, занятый при испытаниях и применении углеводородных растворителей должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: спецодеждой по ГОСТ 12.4.310 или халаты по ГОСТ 12.4.131, ГОСТ 12.4.132, очки защитные по ГОСТ Р 12.4.253, резиновые перчатки по ГОСТ 20010 или рукавицы по ГОСТ 12.4.010. Для защиты органов дыхания - респираторами ЩБ -1 "Лепесток" по ГОСТ 12.4.028, фильтрующим противогазом с коробкой марки А, В, М или марки ДОТ по ГОСТ 12.4.121.

2.10. Обслуживающий персонал, имеющий контакт с растворителями, должен быть ознакомлен с токсикологическими характеристиками применяемых веществ, опасностью их воздействия на организм человека, методам оказания первой доврачебной помощи, проходить предварительный и периодические

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изм. № докл.	Подпись и дата
Изм.	Лист	Медок	Подпись	Дата
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
				5

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

58

медицинские осмотры в соответствии с законодательством РФ.

Производственные помещения должны быть укомплектованы аптечками для оказания первой доврачебной помощи.

2.11. Меры первой помощи при отравлении: свежий воздух, покой, тепло, крепкий чай, успокаивающие средства (настойка валерианы, пустырника). При случайном попадании продукта в органы пищеварения – обильное питье воды, активированный уголь, солевое слабительное. При попадании растворителей на кожу необходимо пораженные участки кожи промыть обильно теплой водой с мылом, смазать смягчающим кремом. При попадании продукта в глаза осторожно и тщательно промыть глаза большим количеством воды, обратиться к врачу.

2.12. При разливе растворителей «ФЛЭК-Р-...» необходимо собрать их в отдельную тару, место разлива протереть ветошью. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением и обезвреживанием.

2.13. При загорании растворителей применимы следующие средства пожаротушения: химическая и воздушно-механическая пена, распыленная вода, песок, кошма, при объемном тушении – углекислый газ, состав 3,5 и перегретый пар.

2.14. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» предназначены только для технологических целей, использование их для бытовых нужд запрещается.

3. ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1. Мероприятия по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов заключаются в снижении потерь продукта при его использовании, транспортировании и хранении. Это достигается герметизацией оборудования и коммуникаций, механизацией и автоматизацией работ, своевременным устранением утечек и разливов.

3.2. С целью исключения вредного воздействия на окружающую среду запрещается сливать растворители углеводородные в поверхностные водоемы, используемые для целей хозяйственного и культурно-бытового водопользования.

3.3. Применение растворителей «ФЛЭК-Р-...» в промышленных условиях следует осуществлять в соответствии с инструкцией по применению, предусматривающей меры защиты окружающей среды, выполнять правила охраны вод от загрязнения в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.12.

3.4. Контроль за содержанием «ФЛЭК-Р-...» в воздухе и водоемах осуществляют по опасным компонентам. Гигиенические нормативы в объектах окружающей среды приведены в таблице 3.

Рис. № докл.	Подпись и дата
Взам. инв. №	Изм. № докл.
Подпись и дата	Подпись и дата

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019					Лист
					6
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

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

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

Таблица 3

Компонент	ПДК в атмосферном воздухе населенных мест, мг/м ³ , (м.р/с.с.); ЛПВ ¹ ; класс опасности (ГН 2.1.6. 3492)	ПДК в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, мг/л; ЛПВ; класс опасн. (ГН 2.1.5.1315)	ПДК рыб.хоз. ² или ОБУВ рыб.хоз, мг/л; ЛПВ, класс опасности
Алифатические углеводороды C ₃ и выше	5/1,5 мг/м ³ ; рефл.-рез.; 4 кл. оп.	0,3 мг/м ³ ; орг.зап., 3 кл. оп.	Нефтепродукты: 0,05; токс., 3
Толуол	0,6/- мг/м ³ ; рефл.; 3	0,5; орг. зап.; 4	0,3; орг., 3
Ксилол	0,2/-; рефл.; 3	0,05; орг. зап.; 3	не установлена
Этилбензол	0,02/-; рефл.; 3	0,01; орг. привк.; 4	0,001; токс., 3
Изопропанол	0,6/-; рефл., 3	0,25; орг. запаху; 4	0,01; токс., 3
Бутанол-2	0,1/-; рез.; 4	0,15; сан.-токс.; 2	не установлена
Метанол	1,0/0,5; рефл.-рез.; 3	3,0; сан.-токс.; 2	0,1; сан.-токс., 4

3.5. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» в воздушной среде и сточных водах, образующихся при промывке оборудования, в присутствии других веществ не образуют специфических токсичных продуктов.

3.6. При случайном разливе продукта его убирают, соблюдая меры предосторожности, посыпают место разлива песком, с последующим удалением для утилизации в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322, соблюдая меры пожарной безопасности, в специально отведенное место. Не допускать попадания «ФЛЭК-Р-...» в грунтовые воды, почву.

3.7. Растворители, не пригодные к применению, должны возвращаться на доработку, либо подлежат утилизации в специально отведенном месте, согласованном с территориальным органом Роспотребнадзора.

4. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ

4.1. Маркировка должна быть нанесена на самоклеющиеся этикетки, выполненные в соответствии с ГОСТ 14192 и ГОСТ 31340.

Этикетки наклеивают на каждую грузовую единицу. Качество приклеивания должно обеспечивать сохранность маркировки при транспортировании и в течение всего срока хранения.

На бочках маркировку располагают на корпусе. На других видах тары маркировку наклеивают в наиболее просматриваемых местах.

4.2. Маркировку «ФЛЭК-Р-...» приводят транспортную по ГОСТ 1510, ГОСТ 14192, ГОСТ 19433, совмещая с предупредительной маркировкой по ГОСТ 31340.

¹ ЛПВ – лимитирующий показатель вредности (токс. – токсикологический; с.-т. – санитарно-токсикологический; орг. – органолептический; рефл. – рефлекторный; рез. – резорбтивный; рефл.-рез. – рефлекторно-резорбтивный, рыбхоз. – рыбохозяйственный (изменение товарных качества промышленных водных организмов); общ. – общесанитарный).

² Вода водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение (в том числе и морских)

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019

Лист

7

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

60

4.3. Маркировка упакованной продукции должна соответствовать требованиям ГОСТ 1510, ГОСТ 14192 с нанесением манипуляционных знаков: «Герметичная упаковка», «Беречь от солнечных лучей» и указанием следующих реквизитов:

- наименование продукта, данные о составе, обозначение настоящих технических условий;
- сведения о предприятии-изготовителе: наименование, юридический адрес и его товарный знак, включая контактные данные для экстренных сообщений;
- массу нетто одной упаковочной единицы;
- номер партии, дату изготовления
- гарантийный срок хранения.

4.4. Маркировка, характеризующая транспортную опасность «ФЛЭК-Р-...» по ГОСТ 19433: класс опасности 3, подкласс 3.1, классификационный шифр 3112, чертеж знака опасности 3, номер ООН 1993, аварийная карточка 328. Классификационный шифр при железнодорожных перевозках 3012.

4.5. Предупредительная маркировка продукции по ГОСТ 31340 включает:

- Описание опасности:
 - символы: «Пламя», «Восклицательный знак», «Опасность для здоровья человека»;
 - сигнальное слово: «ОПАСНО»;
 - краткая характеристика опасности:

H224: Чрезвычайно легковоспламеняющаяся жидкость. Пары образуют с воздухом взрывоопасные смеси.

H302: Вредно при проглатывании.

H313: Может причинить вред при попадании на кожу

H319: При попадании в глаза вызывает выраженное раздражение.

H334: При вдыхании может вызывать аллергическую реакцию (астму или затрудненное дыхание).

H317: При контакте с кожей может вызывать аллергическую реакцию.

H340: Может вызвать генетические дефекты.

H360: Может отрицательно повлиять на способность к деторождению или на неродившегося ребенка.

H335: Может вызвать раздражение верхних дыхательных путей.

H336: Может вызвать сонливость и головокружение.

H370: Может поражать органы зрения в результате однократного воздействия при проглатывании (по метанолу).

H372: Поражает ЦНС, органы, слизистые верхних дыхательных путей, глаз в результате многократного/продолжительного воздействия при вдыхании.

H304: Может быть смертельным при проглатывании и последующем попадании в дыхательные пути.

H412: Вредно для водных организмов с долгосрочными последствиями

- Меры по предупреждению опасности:
 - Меры по безопасному обращению с реагентом (предотвращение):

P210: Беречь от источников воспламенения, тепла, искр, открытого огня. Не курить.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изм. № дубл.	Подпись и дата
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
Изм. Лист № док. Подпись Дата				8

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

P233: Держать в плотно закрытой, герметичной таре.
 P240+P241+P243: Заземлить металлические части электроустановок и электрооборудование. Использовать взрывобезопасное оборудование, освещение, искробезопасный инструмент. Беречь от статического электричества.
 P260+P261: Не вдыхать пары. Избегать вдыхания паров.
 P264: После работы тщательно вымыть руки.
 P270: При использовании продукции не курить, не пить, не принимать пищу.
 P271: Использовать только на открытом воздухе или хорошо вентилируемом помещении.
 P280: Использовать перчатки и защитные очки.
 P273: Избегать попадания в окружающую среду.
 - Меры по ликвидации ЧС (реагирование):
 P303+P361+P353: ПРИ ПОПАДАНИИ НА КОЖУ (или волосы): немедленно снять всю загрязненную одежду, кожу промыть водой.
 P305+P351+P338: ПРИ ПОПАДАНИИ В ГЛАЗА: Осторожно промыть глаза водой в течение нескольких минут.
 P321: ПРИ ПРОГЛАТЫВАНИИ: прополоскать рот водой. Немедленно вызвать рвоту. Под контролем медперсонала промыть желудок водой с добавлением активированного угля или 2-3%-ным раствором питьевой соды и немедленно обратиться за медицинской помощью. Рекомендуется прием 30 мл 40% раствора этилового спирта.
 P370+P378: При пожаре тушить тонкораспыленной водой, воздушно-механической и химической пеной.
 P312: При плохом самочувствии обратиться за медицинской помощью.
 P304+P340+P312: ПРИ ВДЫХАНИИ: Свежий воздух, покой.
 - Условия безопасного хранения:
 P403+P233+P235: Хранить в прохладном, хорошо вентилируемом месте, в герметичной таре в недоступном для посторонних месте.

5. ТРЕБОВАНИЯ К УПАКОВКЕ

5.1. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» заливают в стальные, сварные бочки по ГОСТ 6247 типа I, емкостью 200 дм³ или в стальные бочки по ГОСТ 13950, тип IAI. Допускается упаковка продукта в полиэтиленовые бочки по ТУ 2297-003-38798822-2016, емкостью 227 дм³. Заполненные бочки герметично закрывают.

5.2. Упаковка продукта должна соответствовать ГОСТ 26319.

5.3. Уровень (степень) заполнения бочек устанавливается с учетом максимального использования их грузоподъемности (вместимости) и объемного расширения продукта при возможном перепаде температуры в пути следования. Степень заполнения тары реагентом должна составлять не более 95 % ее вместимости.

5.4. По согласованию с потребителем допускаются другие виды упаковки по нормативной документации, утвержденной в установленном порядке и обеспечивающие качество и сохранность реагентов при транспортировании и в течение всего срока хранения.

Изм.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						9

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

5.5. Бочки при отгрузке пакетами формируют на плоских поддонах по ГОСТ 33757 в соответствии с требованиями ГОСТ 21650, ГОСТ 24597, ГОСТ 26663. Масса пакета не должна превышать грузоподъемность поддона.

5.6. Упаковка и маркировка продукции, отправляемой в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, должна осуществляться в соответствии с ГОСТ 15846.

6. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

6.1. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» принимают партиями. Партией считают количество продукта, полученного за одну технологическую операцию, однородного по показателям качества и сопровождаемое одним документом о качестве.

6.2. Документ о качестве должен содержать:

- наименование предприятия-изготовителя и (или) его товарный знак;
- обозначение, марку ингибитора коррозии;
- наименование упаковки (тары);
- номер транспортного средства (автоцистерны, автомашины);
- номер партии;
- количество упаковочных единиц в партии;
- массу нетто;
- дату изготовления;

- результаты проведенных анализов и подтверждение о соответствии качества продукта требованиям настоящих технических условий;

- гарантийный срок хранения;
- штамп предприятия-изготовителя;
- информацию о сертификации.

6.3. Для проверки соответствия растворителей «ФЛЭК-Р-...» требованиям настоящих технических условий проводят приемосдаточные испытания каждой партии по показателям таблицы раздела "Технические требования". С этой целью отбирают пробы от партии в объеме 10% упаковочных единиц, но не менее трех единиц при малых партиях.

6.4. При получении неудовлетворительных результатов анализа, хотя бы по одному из показателей, проводят повторный анализ по данному показателю на удвоенной выборке той же партии. Результаты повторного анализа являются окончательными и распространяются на всю партию.

В случае неудовлетворительных результатов второго контроля партию считают не соответствующей требованиям технических условий и бракуют.

7. МЕТОДЫ АНАЛИЗА

7.1. Отбор проб.

7.1.1. Пробы растворителя «ФЛЭК-Р-...» отбирают по ГОСТ 2517 от партии в объеме 5% упаковочных единиц, но не менее трех единиц при малых партиях; или из каждой цистерны.

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						10

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

63

7.1.2. Объем объединенной пробы должен быть не менее 2 дм³. Объединенную пробу растворителя делят на две равные части. Одну часть анализируют, другую хранят опечатанной в качестве арбитражной на случай разногласий в оценке качества растворителя в течение 45 суток со дня отгрузки. Арбитражную пробу оформляют и хранят в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

7.2. Определение внешнего вида.

Внешний вид «ФЛЭК-Р-...» оценивают визуальным осмотром средней пробы, помещенной в стакан вместимостью 100 см³ по ГОСТ 25336 на белом фоне.

7.3. Определение плотности.

Плотность растворителей определяют по ГОСТ 3900 раздел 1, продукт средней летучести, либо по ГОСТ 18995.1 раздел 1.

7.4. Температуру начала перегонки определяют по ГОСТ 2177, метод А. Продукт относится к третьей группе.

7.5. Определение температуры застывания.

Температуру застывания определяют по ГОСТ 20287, метод Б без предварительного обезвоживания и нагрева продукта.

7.6. Определение содержания хлорорганических соединений (ХОС).

Содержание хлорорганических соединений в продукте определяется одним из методов по ГОСТ Р 52247 путем добавления его в товарную нефть в максимально возможной рабочей дозировке. При этом за определяемое значение принимают разницу значения (массовой доли органических хлоридов во фракции нефти, выкипающей до температуры +204°C) в нефти до и после добавления продукта.

7.6.1. Аппаратура.

Колба для перегонки круглодонная из боросиликатного стекла вместимостью 1 дм³ с одним коротким горлом и стеклянным шлифом 24/40.

Переходник Т-образный из боросиликатного стекла с боковым отводом под углом 75°С со стеклянными шлифами 24/40.

Термометр АСТМ 2С (от минус 5°С до плюс 300°С). Допускается применять другие устройства измерения температуры при условии, что они имеют ту же погрешность, что и ртутные стеклянные термометры.

Переходник для термометра из боросиликатного стекла с внутренним стеклянным шлифом 24/40.

Холодильник Либиха из боросиликатного стекла длиной 300 мм со стеклянными шлифами 24/40.

Устройство соединительное вакуумное из боросиликатного стекла с отводом под углом 105°С со стеклянным шлифом 24/40.

Приемный цилиндр из боросиликатного стекла вместимостью 250 см³.

Сосуд для ледяной бани (сосуд для охлаждения приемного цилиндра).

Медная трубка для теплообменника, охлаждающего воду холодильника, внешним диаметром 6,4 мм и длиной 3 м.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Иск. № дубл.	Подпись и дата

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
				11
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Иск. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

64

Электронагревательный кожух, Glas-Col Series O, объемом 1 дм³, с мощностью верхнего нагревательного элемента 140 Вт, нижнего нагревательного элемента 380 Вт и регуляторы нагрева для регулирования температуры верхнего и нижнего нагревательных элементов кожуха напряжением 120 В и силой тока 10 А.

Допускается применение других колбонагревателей, с характеристиками, не хуже указанных.

Лабораторный шейкер (встряхиватель Вагнера).

7.6.2. Проведение испытания.

7.6.2.1. Определение содержания ХОС в пробе товарной нефти.

500 см³ испытуемого образца товарной нефти помещают в предварительно взвешенную круглодонную колбу. Взвешивают колбу с нефтью и записывают ее массу с погрешностью не более 0,1 г.

Собирают аппарат для перегонки, присоединяют к нему колбу с навеской товарной нефти, помещают ее в колбонагреватель (или электронагревательный кожух), включают нагрев и начинают перегонку.

Перегоняемую фракцию собирают в предварительно взвешенный приемный цилиндр. Перегонку ведут до достижения температуры 204°С. Нагрев регулируют так, чтобы скорость перегонки составляла приблизительно 5 см³/мин.

При достижении температуры 204°С перегонку заканчивают, отсоединяют приемный сосуд и взвешивают, определяя массу отогнанной фракции нефти.

Дальнейшую пробоподготовку и определение содержания ХОС в отогнанной фракции нефти проводят согласно ГОСТ Р 52247.

7.6.2.2. Определение содержания ХОС в пробе товарной нефти с испытуемым продуктом.

500 г. товарной нефти помещают в емкость, добавляют к ней с помощью микрошприца-дозатора (обязательно в центр верхнего зеркала нефти) растворитель углеводородный в максимально возможной рабочей дозировке, которая составляет 0,1 % мас. (0,5 г).

Емкость с нефтью и продозированным в нее растворителем плотно закрывают крышкой и перемешивают для равномерного его распределения по всему объему нефти. Время перемешивания (число встряхиваний) выбирают заранее в зависимости от вязкости нефти: от 2 до 5 минут (легкие, маловязкие нефти встряхивают 50 раз, тяжелые высоковязкие – 100 раз).

Допускается встряхивать емкость с нефтью на лабораторном шейкере (встряхивателе Вагнера).

Затем пробу нефти объемом 500 см³ переносят в предварительно взвешенную круглодонную колбу. Взвешивают колбу с нефтью и записывают ее массу с погрешностью не более 0,1 г.

Далее проводят перегонку фракции с температурой кипения до 204°С также, как в п. 7.6.2.1.

Перегоняемую фракцию собирают в предварительно взвешенный приемный цилиндр. Перегонку ведут до достижения температуры 204°С. Нагрев регулируют так, чтобы скорость перегонки составляла приблизительно 5 см³/мин.

Изм. № года	Подпись и дата	Электрон. №	Рис. № рубр.	Подпись и дата
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
				Лист 12

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

При достижении температуры 204°C перегонку заканчивают, отсоединяют приемный сосуд и взвешивают, определяя массу отогнанной фракции нефти.

Дальнейшую пробоподготовку и определение содержания ХОС в отогнанной фракции нефти проводят согласно ГОСТ Р 52247.

7.6.2.3. Обработка результатов проводится согласно ГОСТ Р 52247.

Считается, что ХОС в испытуемом продукте отсутствуют, если значение содержания ХОС, определенное в пробе нефти с добавлением испытуемого продукта, не превышает значения содержания ХОС, определенного в пробе нефти без добавления продукта.

7.7. Температуру вспышки в закрытом тигле растворителей углеводородных определяют по ГОСТ 6356.

7.8. Определение коррозионной агрессивности растворителей углеводородных.

Коррозионную агрессивность проводят в соответствии с ГОСТ 9.905 гравиметрическим методом по изменению массы образцов из углеродистой стали в статических условиях при температуре 20°C в течение 24ч.

7.8.1. Оборудование, материалы, реактивы.

Контрольные образцы - плоские металлические пластины прямоугольной формы из стали Ст. 3 по ГОСТ 380, размером 10x50x(0,5-1,0) или 20x25x(0,5-1,0) мм; размер образцов по ширине и длине выдерживают с точностью до 0,5 мм.

Весы лабораторные высокого класса точности по ГОСТ 53228

Термостат, обеспечивающий в рабочем объеме температуру с допустимой погрешностью ± 2°C

Секундомер механический по ТУ 25-1894.003

Эксикатор по ГОСТ 25336 с влагопоглотителем

Колба коническая на 100 см³ по ГОСТ 25336

Цилиндр 1-100-1 по ГОСТ 1770

Бумага фильтровальная по ГОСТ 12026

Пинцет пластмассовый

Каучуковый (резиновый) ластик

Спирт этиловый по ГОСТ 17299

Ацетон по ГОСТ 2603

Кислота соляная марки по ГОСТ 3118, ч или ч.д.а.

Вода дистиллированная по ГОСТ 6709

7.8.2. Подготовка стальных образцов.

Удалить с поверхности пластин загрязнения и окислы сначала ватой или мягкой тряпочкой, затем с помощью ученического ластика.

Обработанную таким образом поверхность стальных образцов обезжиривают ацетоном или этиловым спиртом. Степень обезжиривания контролируют по полному смачиванию водой поверхности образцов. После обезжиривания последующие операции с образцами необходимо проводить с помощью пинцета.

Образцы высушивают фильтровальной бумагой и упаковывают в нее. Затем упакованные образцы выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в

Изм. № введ.	Подпись и дата
Изм. № 1	Изм. № дубл.
Изм. № 2	Изм. № дубл.
Изм. № 3	Изм. № дубл.
Изм. № 4	Изм. № дубл.

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						13

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

течение 1 ч, затем взвешивают, записывают результат взвешивания в граммах с точностью до четвертого десятичного знака.

7.8.3. Проведение испытания.

В колбу, вместимостью 100 см³, с помощью цилиндра наливают 100 см³ растворителя, опускают подвешенные на крючках из изолированной проволоки металлические образцы в количестве 4 шт. Образцы должны быть взвешены, жестко закреплены проволокой и не соприкасаться друг с другом. Отмечают время установки образцов.

Колбу закрывают плотно резиновой пробкой и выдерживают при температуре (20±2) °С в течение 24 ч.

Через заданное время образцы вынимают из колбы и очищают их поверхность от продуктов коррозии в следующей последовательности:

- промывают водопроводной и дистиллированной водой;
- затем образцы высушивают фильтровальной бумагой, и протирают ученическим ластиком (или щеткой);
- обезжиривают этиловым спиртом или ацетоном, упаковывают в фильтровальную бумагу, выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 часа и взвешивают на аналитических весах с точностью до четвертого десятичного знака.

7.8.4. Обработка результатов.

Скорость коррозии металлических образцов V, г/(м²·ч), рассчитывают по формуле 6:

$$V = (M_0 - M_1) : (S \cdot t), \quad (6)$$

- где V - скорость коррозии, г/(м²·ч);
- M₀ - масса образца до испытания, г;
- M₁ - масса образца после испытания, г;
- S - площадь образца, м²;
- t - время испытаний, ч.

За результат испытаний принимают среднеарифметическое трех параллельных определений, допустимое расхождение между которыми не превышает 10%. Относительная погрешность не превышает 30%.

7.9. Определение вязкости кинематической.

Вязкость кинематическую при температуре 20°С и минус 40°С проводят в соответствии с ГОСТ 33 без предварительной фильтрации и обезвоживания продукта.

При измерении вязкости при температуре минус 40°С за результат принимают среднее арифметическое двух последовательных определений, выполненных на одном вискозиметре, допустимое расхождение между которыми не должно превышать 20% от среднего значения.

7.10. Определение растворяющей и диспергирующей эффективности растворителей АСПО (эффективность удаления АСПО по отношению к углеводородной фазе).

Метод заключается в определении потери массы образцов АСПО за время их пребывания в углеводородном растворителе и расчете моющей, диспергирующей и растворяющей способностей растворителя АСПО.

Изм. №	Лист	Модок	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						14

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

7.10.1. Оборудование, материалы.
 Корзиночки из стальной сетки с размером ячейки 1,0 x 1,0 мм. Диаметр корзиночки 20 мм, высота 20 мм.
 Колбы КН-250 по ГОСТ 25336.
 Воронка Бюхнера.
 Стаканчик для взвешивания по ГОСТ 25336.
 Холодильник ХПТ или ХШ или ХСН по ГОСТ 25336.
 Эксикатор 2 по ГОСТ 25336.
 Баня водяная или песочная.
 Шкаф сушильный с терморегулятором, обеспечивающий нагрев до температуры не ниже 200 °С и регулирование температуры с погрешностью не более 5 °С.
 Насос водоструйный по ГОСТ 25336 или любой насос, создающий разрежение.
 Образцы АСПО того объекта, где планируется применение растворителя.
 Фильтры обеззоленные плотные марки «синяя лента», диаметром 80-130 мм по ТУ 2642-001-68085491-2011.
 Весы лабораторные общего назначения по ГОСТ Р 53228, 2-го класса точности, с наибольшим пределом взвешивания 200 г или аналогичного типа.
 Допускается использование реактивов и аппаратуры, выпускаемых по другой документации и квалификации, не ниже указанной в данном подразделе.

7.10.2. Подготовка к анализу.
 Безольный фильтр перед испытанием промывают растворителем, помещают в стаканчик для взвешивания с открытой крышкой и сушат не менее 1 часа в сушильном шкафу при 105-110°С. Затем стаканчик закрывают крышкой, охлаждают в эксикаторе в течение 30 минут и взвешивают. Операцию высушивания и взвешивания повторяют до получения расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторное высушивание фильтра проводят в течение 30 минут. Результат взвешивания в граммах записывают с точностью до третьего десятичного знака.
 Для определения эффективности растворителей АСПО необходимо нагреть исследуемый образец АСПО до температуры размягчения, перемешать его до однородного состояния и приготовить шарики диаметром 10 мм. Образцы взвешивают и помещают в заранее взвешенные корзиночки из стальной сетки с размером ячейки 1,0 x 1,0 мм. Корзиночки с образцами АСПО взвешивают, высчитав массу навески АСПО с точностью до 0,005г.

7.10.3. Проведение анализа.
 Корзиночку с навеской АСПО помещают в колбу на 150 см³, наливают изучаемый растворитель АСПО в соотношении 10 г на 1 г АСПО, так, чтобы растворитель полностью покрывал образец АСПО. Растворитель АСПО взвешивают с точностью до 0,005 г. Для исключения испарения растворителя АСПО колбу закрывают герметичной крышкой. Температура эксперимента 20°С, время выдержки 6 часов. Через определенные промежутки времени корзиночку извлекают из растворителя. Рекомендуемая периодичность извлечения корзинок 0,5 или 1 час. Выдерживают на воздухе до окончания стекания растворителя. Фиксируют массу корзиночки с содержимым, и снова

Изм. №	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

погружают в растворитель. Через 6 часов корзиночку извлекают из растворителя, выдерживают 30 минут для стекания. Содержимое корзиночки отфильтровывают на воронке Бюхнера, а фильтр с остатком высушивают до постоянного веса. Далее определяют массу остатка на фильтре по разности масс фильтра и фильтра с остатком АСПО с точностью 0,005 г.

7.10.4. Обработка результатов.

Массу фильтрата (растворителя и растворенной части АСПО) рассчитывают с точностью 0,005 г по разности масс:

$$G_{\text{фильтрата}} = (G_{\text{АСПО}} + G_p) - (G_{\phi} + G_{\text{кор}}); \quad (1)$$

где: $G_{\text{АСПО}}$ - исходная масса образца АСПО с корзиночкой,

G_p - масса растворителя углеводородного;

G_{ϕ} - масса остатка АСПО на фильтре;

$G_{\text{кор}}$ - масса остатка АСПО на корзинке.

Массу АСПО, растворенного в растворителе ($G_{\text{рч}}$), рассчитывают с точностью 0,005 г по разности:

$$G_{\text{рч}} = G_{\text{АСПО}} - (G_{\phi} + G_{\text{кор}}); \quad (2)$$

где: $G_{\text{АСПО}}$ - масса образца АСПО,

G_{ϕ} - масса остатка АСПО на фильтре,

$G_{\text{кор}}$ - масса остатка АСПО на корзинке.

При обработке результатов проводят расчет моющей (\mathcal{E}_m), диспергирующей (\mathcal{E}_d) и растворяющей (\mathcal{E}_p) способностей растворителя АСПО. Указанные показатели определяют соответствующими формулами.

7.9.4.1. Моющую способность растворителя определяют как отношение разности между исходной и конечной массой АСПО к исходной массе образца в процентах:

$$\mathcal{E}_m = \frac{G_{\text{АСПО}} - G_{\text{кор}}}{G_{\text{АСПО}}} \cdot 100, \% \quad (3)$$

7.10.4.2. Диспергирующую способность растворителя определяют как отношение массы остатка АСПО на фильтре к исходной массе образца АСПО:

$$\mathcal{E}_d = \frac{G_{\phi}}{G_{\text{АСПО}}} \cdot 100, \% \quad (4)$$

7.10.4.3. Растворяющую способность растворителя определяют как отношение разности между массой разрушенных и диспергированных отложений к массе взятого на анализ образца в процентах:

$$\mathcal{E}_p = \frac{(G_{\text{АСПО}} - G_{\text{кор}}) - G_{\phi}}{G_{\text{АСПО}}} \cdot 100, \% \quad (5)$$

Два результата определения, полученные одним исполнителем, признают достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает 0,05 %. Два результата испытания, полученные в двух разных лабораториях, признают достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает 0,15 %.

Изм.	Лист	Медок	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						16

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Медок	Подп.	Дата

По результатам тестирования делают вывод о моющей, диспергирующей и растворяющей способности растворителя АСПО (эффективности удаления АСПО по отношению к углеводородной фазе).

7.11. Определение высаливающей способности растворителей.

Данное требование обеспечивает получение качественной информации по совместимости растворителей с попутно-добываемой водой и прогноз рисков, возникающих при использовании растворителей при добыче и в технологиях подземного ремонта скважин.

Растворитель не должен вызывать эффект высаливания (выпадение солей из растворов) при его контакте с пластовыми водами в интервале температур от 20°C до пластовой температуры. Особенно это касается растворителей, которые применяются при обработке призабойной зоны пласта, так как выпадение солей при контакте с растворителем в призабойной зоне пласта может вызвать кольматацию последней и, соответственно, уменьшить продуктивность скважины. Суть методики состоит в том, что растворитель смешивают с пластовой водой и фиксируют наличие или отсутствие эффекта высаливания.

7.11.1. Оборудование, реактивы, материалы.

- Весы аналитические с погрешностью измерения 0,0002 г по ГОСТ Р 53228
- Натрия хлорид по ГОСТ 4233
- Магния хлорид 2-водный по ГОСТ 4209
- Кальций хлористый по ТУ 6-09-4711-81
- Натрия сульфат по ГОСТ 4166
- Натрий углекислый кислый по ГОСТ 4201
- Барий хлористый 2-водный по ГОСТ 4108
- Кальций сернокислый по ТУ 6-09-706-76
- Пипетки градуированные 4-1-1 по ГОСТ 29169
- Колбы 2-100-2, 2-1000-2 по ГОСТ 1770
- Пробирки П 2-25-14/23 ХС по ГОСТ 1770 или пробирки П 2-20-14/23 ХС по ГОСТ 1770

Термостат, водяная баня с терморегулятором, обеспечивающие температуру в рабочем объеме от плюс 25 до плюс 90 °С с допустимой погрешностью ± 2 °С

Вода дистиллированная по ГОСТ 6709.

Допускается использование реактивов и аппаратуры, выпускаемых по другой документации, квалификации, не ниже, указанной в данном подразделе.

7.11.2. Подготовка к анализу.

Испытание следует проводить на моделях (имитатах) пластовых вод месторождений, где планируется применение химического реагента. Допускается использование имитата пластовой воды следующего приготовления:

В мерную колбу вместимостью 1 дм³ помещают 11,36 мг кальция сернокислого; 78,12 мг натрия углекислого кислого; 138600 мг хлористого натрия; 41600 мг хлористого кальция; 40700 мг двухводного хлористого магния; 560 мг двухводного хлористого бария и растворяют в воде дистиллированной.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подпись и дата

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019					Лист
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	17

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Объем раствора в колбе доводят до метки дистиллированной водой. При наличии осадка отфильтровывают.

Примечание: При определении высаливающей способности растворителя можно использовать пластовую воду с месторождения, очищенную от нефти и механических примесей экстракцией хлороформа. Для этого смесь воды с хлороформом в соотношении 10 : 1 отстаивают в течение 30 минут, затем после отделения хлороформа водную часть фильтруют через бумажный фильтр.

7.11.3. Проведение анализа.

В первую серию из пяти пробирок при помощи пипетки наливают по 1, 3, 5, 7, 9 см³ минерализованной воды, затем пипеткой вносят 9, 7, 5, 3, 1 см³ растворителя. Смеси тщательно перемешивают, пробирки закрывают крышкой и выдерживают в течение 3 часов при 20 °С. Пробой сравнения служит минерализованная вода.

Во вторую серию из пяти пробирок при помощи пипетки также наливают по 1, 3, 5, 7, 9 см³ минерализованной воды, затем пипеткой вносят 9, 7, 5, 3, 1 см³ растворителя. Смеси тщательно перемешивают, пробирки закрывают крышкой и выдерживают в термостате или водяной бане в течение 3 часов при пластовой температуре того объекта, где планируется применение реагента. Пробой сравнения служит минерализованная вода.

7.11.4. Обработка результатов.

Заключение о наличии эффекта высаливания делается по результатам визуального определения. Оценивается наличие осадка или мутности в водной фазе. Если наблюдается «высаливание» реагента - выпадение осадка или образование взвешенных коллоидных хлопьев в водной фазе, результат считается отрицательным.

Допускается расслоение смеси растворитель/минерализованная вода без наличия осадка в водной фазе.

8. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

8.1. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» могут транспортироваться в автомобильных цистернах или самовывозом в стальных или полиэтиленовых бочках в соответствии с Правилами перевозки опасных грузов в соответствии с международным соглашением ДОПОГ.

8.2. Растворители, упакованные в стальные или полиэтиленовые бочки (п. 5.1), перевозят в крытых вагонах повагонными или мелкими отправлениями с погрузкой и выгрузкой на подъездных путях грузоотправителя (грузополучателя) в соответствии с Правилами перевозок опасных грузов по железным дорогам и Техническими условиями размещения и крепления грузов в вагонах и контейнерах.

8.3. Продукт транспортируют также наливом в железнодорожных цистернах согласно «Правил перевозок жидких грузов наливом в вагонах-цистернах и вагонах бункерного типа для перевозки нефтебитума, утвержденными Советом по железнодорожному транспорту государств-участников содружества, протокол от 21-25 мая 2009 г, №50».

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019

Лист 18

Изм. Лист №док Подпись Дата

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

8.4. Транспортирование и хранение «ФЛЭК-Р-...» производят по ГОСТ 1510.

8.5. Растворители углеводородные, упакованные по п. 5.1, хранят в герметично закрытых бочках или герметичных емкостях изготовителя и потребителя. В бочках продукт хранят на поддонах в крытых складских вентилируемых помещениях грузоотправителя (грузополучателя) или под навесом, не допуская попадания прямых солнечных лучей, вдали от источников огня с соблюдением правил хранения ЛВЖ.

8.6. Не допускается совместное хранение и транспортирование «ФЛЭК-Р-...» с органическими и неорганическими кислотами, пероксидами и другими окислителями, сжатыми и сжиженными газами, веществами, способными самовозгораться и самовоспламениться при взаимодействии с водой и воздухом, а также любыми другими химическими веществами, которые при контакте с растворителем «ФЛЭК-Р-...» образуют пожаровзрывоопасные смеси.

8.7. Поставки груза в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности производятся согласно ГОСТ 15846. Упаковку в бочки осуществляют по п. 5.1, размещение грузов по п. 5.5 настоящих технических условий. Дополнительные требования к упаковке и размещению груза не предусмотрено.

9. УКАЗАНИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

9.1. Растворители углеводородные «ФЛЭК-Р-...» применяют для обработки нефтепромыслового оборудования и ПЗП с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений. При работе с растворителями необходимо руководствоваться технологическим регламентом «Депарафинизация нефтепромыслового оборудования», действующим на объекте потребителя, соблюдая меры предосторожности.

9.2. При работе с растворителем необходимо соблюдать требования безопасности и охраны окружающей среды.

9.3. Загрязненный продукт и загрязненные им обтирочные материалы, ветошь, опилки и т.п. собирают в герметичную тару с плотными крышками, а затем сжигают с принятием мер предосторожности и противопожарных мер в специально отведенных местах.

9.4. Ответственность за правильное уничтожение и захоронение отходов лежит на владельце ингибитора.

10. ТРЕБОВАНИЯ К УТИЛИЗАЦИИ

10.1. Растворители, не пригодные к применению, подлежат утилизации в специально отведенном месте, согласованном с территориальным органом Роспотребнадзора или должны возвращаться на переработку в специально отведенном месте.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изм. № арбл.	Подпись и дата

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ТУ 20.59.42-042-24084384-2019	Лист
						19

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

11. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

11.1. Изготовитель гарантирует соответствие качества продукта требованиям настоящих технических условий при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения.

11.2. Гарантийный срок хранения растворителей углеводородных «ФЛЭК-Р-...» - 24 месяца со дня изготовления при соблюдении условий хранения в соответствии с п. 8.4 настоящих ТУ. При этом в емкости допускается наличие до 1% (объемного) смолообразного осадка, который не влияет на эксплуатационные свойства растворителя.

11.3. По истечении указанного срока продукт может быть использован по назначению после проверки его качества на соответствие требованиям настоящих технических условий.

В случае несоответствия растворителя требованиям настоящих технических условий продукт направляется на доработку, либо по согласованию с потребителем, отгружается по фактическим показателям

Изм. № подл.	Подпись и дата	Изм. инв. №	Изм. № дубл.	Подпись и дата
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
				20
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

В настоящих технических условиях использованы ссылки на следующие стандарты:

Обозначение НТД	Наименование	Номер пункта, подпункта
ГОСТ 9.905-2007	Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний.	п. 1.3; п. 7.8
ГОСТ 12.0.004-2015	ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.	п. 7.8.1
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.	п. 7.8.1
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.	п. 2.4; п. 2.7
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.	п. 2.1; п. 7.8.1
ГОСТ 12.1.014-84	ССБТ. Воздух рабочей зоны. Метод измерения концентрации вредных веществ индикаторными трубками.	п. 2.4
ГОСТ 12.1.044-2018	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.	п. 2.7
ГОСТ 12.4.010-75	ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.021-75	ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования.	п. 2.6
ГОСТ 12.4.028-76	ССБТ. Респираторы ШБ-1. "Лепесток". Технические условия.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.121-2015	ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.131-83	ССБТ. Халаты женские. Технические условия.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.132-83	Халаты мужские. Технические условия.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.253-2013	ССБТ. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования.	п. 2.10
ГОСТ 12.4.310-2016	ССБТ. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти и нефтепродуктов. Технические требования.	п. 2.10
ГОСТ 17.1.3.12-86	Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше	п. 3.3
ГОСТ 33-2000	Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.	п. 1.3; п. 7.9
ГОСТ 380-2005	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.	п. 7.8.1
ГОСТ 1510-84	Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.	п. 4.2; п. 4.3
ГОСТ 1770-74	Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Общие технические требования.	п. 7.8.1; п. 7.11.1
ГОСТ 2177-82	Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.	п. 1.3; п. 7.4
ГОСТ 2517-2012	Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб.	п. 7.1.1
ГОСТ 2603-79	Реактивы. Ацетон. Технические условия.	п. 7.8.1

Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм.	Лист	Модок	Подпись	Дата	Лист

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019					Лист
					21

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Модок	Подп.	Дата
------	---------	------	-------	-------	------

ГОСТ 3118-77	Реактивы. Кислота соляная. Технические условия.	п. 7.8.1		
ГОСТ 3900-85	Нефтепродукты. Методы определения плотности.	п. 1.3; 7.3		
ГОСТ 4108-72	Реактивы. Барий хлорид 2-водный. Технические условия	п. 7.11.1		
ГОСТ 4166-76	Реактивы. Натрий сернистый. Технические условия.	п. 7.11.1		
ГОСТ 4201-79	Реактивы. Натрий углекислый кислый. Технические условия.	п. 7.11.1		
ГОСТ 4209-77	Реактивы. Магний хлористый 6-водный. Технические условия.	п. 7.11.1		
ГОСТ 6709-72	Вода дистиллированная. Технические условия.	п.п. 7.8.1; 7.11.1		
ГОСТ 6247-79	Бочки стальные сварные с обручами катания на корпусе. Технические условия	п. 5.1		
ГОСТ 12026-76	Бумага фильтровальная лабораторная. Технические условия.	п. 7.8.1		
ГОСТ 13950-91	Бочки стальные сварные и закатные с гофрами на корпусе. Технические условия	п. 5.1		
ГОСТ 14192-96	Маркировка грузов.	п. 4.1 - п. 4.3		
ГОСТ 15846-2002	Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение.	п. 5.6; п. 8.4		
ГОСТ 17299-78	Спирт этиловый технический. Технические условия.	п. 7.8.1		
ГОСТ 18995.1-73	Продукты химические жидкие. Методы определения плотности.	п. 1.3; п. 7.3		
ГОСТ 19433-88	Грузы опасные. Классификация и маркировка.	п. 4.2 - п. 4.4		
ГОСТ 20010-93	Перчатки резиновые технические. Технические условия	п. 2.10		
ГОСТ 20287-91	Нефтепродукты. Метод определения температуры застывания.	п. 1.3; п. 7.5		
ГОСТ 21650-76	Средства скрепления тарно-штучных грузов в транспортных пакетах. Общие требования.	п. 5.5		
ГОСТ 24597-81	Пакеты тарно-штучных грузов. Основные параметры и размеры.	п. 5.5		
ГОСТ 25336-82	Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.	п.п. 7.8.1, 7.10.1		
ГОСТ 26319-84	Грузы опасные. Упаковка.	п. 5.2		
ГОСТ 26663-85	Пакеты транспортные. Формирование с применением средств пакетирования. Общие технические требования.	п. 5.5		
ГОСТ 29169-91	Посуда лабораторная стеклянная. Пилетки с одной отметкой.	п. 7.11.1		
ГОСТ 31340-2013	Предупредительная маркировка химической продукции. Общие требования.	п. 4.1; п. 4.2		
ГОСТ 32419-2013	Классификация опасности химической продукции. Общие требования.	п. 2.3		
ГОСТ 32423-2013	Классификация опасности смешанной химической продукции по воздействию на организм.	п. 2.3		
ГОСТ 32424-2013	Классификация опасности химической продукции по воздействию на окружающую среду. Основные положения.	п. 2.3		
ГОСТ 32425-2013	Классификация опасности смешанной химической продукции по воздействию на окружающую среду.	п. 2.3		
ГОСТ 33757-2016	Поддоны плоские деревянные. Технические условия.	п. 5.5		
ГОСТ Р 52247-2004	Нефть. Методы определения хлорорганических соединений.	п.п. 1.3; 7.6		
ГОСТ Р 53228-	Весы неавтоматического действия. Часть 1.	п.п. 7.8.1;		
ТУ 20.59.42-042-24084384-2019		Лист		
		22		
Изм.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Изм. № поиск	Подпись и дата	Взам. инв. №	Изм. № док.	Подпись и дата

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

2008	Метрологические и технические требования. Испытания.	7.10.1; 7.11.1
ГОСТ Р 55878-2013	Спирт этиловый технический гидролизный ректификованный. Технические условия.	п. 7.8.1
ГН.2.1.5.1315-03	ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Гигиенические нормативы.	п. 3.4.
ГН 2.1.6.3492-17	Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений.	п. 3.4
ГН 2.2.5.3532-18	Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.	п.п. 2.1; 3.6
СанПиН 2.1.7.1322-03	Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.	п. 3.6
СанПиН 2.2.4.548-96	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.	п. 7.8.1
ТУ 25-1894.003-90	Секундомеры механические. Технические условия.	п. 7.8.1
ТУ 2297-003-38798822-2016	Бочки полиэтиленовые.	п. 5.1
ТУ 2642-001-68085491-2011	Фильтры обеззоленные.	п. 7.10
Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов ПДК вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения. Приказ министерства сельского хозяйства РФ от 13 декабря 2016 г. N 552.		п. 3.4

Изм.	Лист	Модок	Подпись	Дата

ТУ 20.59.42-042-24084384-2019				Лист
				23

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Приложение В

Транспортная накладная на растворитель углеводородный «ФЛЭК-Р-020»

Приложение В
к Правилам перевозок грузов автомобильным транспортом
(в ред. постановления Правительства РФ от 30.12.2011 № 120)
Форм.

Транспортная накладная		TRANSPORTNAYA NAKLADNAYA	
Экземпляр №		Заказ (заявка) № 22М	
1. Грузоотправитель (грузовладелец)		Дата 20.12.2019	
Общество с ограниченной ответственностью «ФЛЭК», ИНН 5005042158 Российская Федерация, 614055, г. Пермь, 3-й Белоярский переулок, 3, тел. (342) 294-83 80, г. Пермь, ул. Промышленная, 99, УПР. Склад хранения. (полное наименование, адрес места нахождения, номер телефона – для юридического лица)		2. Грузополучатель	
		АО «Белкаминфил» имени А.А. Боксова, 425004, Р-Ф, Удмуртская республика, Ижевск, ул. Пастухова, д. 130. (полное наименование, адрес места нахождения, номер телефона – для юридического лица)	
3. Наименование груза			
UN 1993	Дополнительное описание опасности, н.у.д.	3. Ил. (D/E)	
опы.положение	840L	Растворитель углеводородный ФЛЭК-Р-020	
1	Тип упаковки Автоцистерна	Кол-во ед. 1	Секций 2
		объем 15153 литров	масса нетто 11562,00 кг
			масса брутто 11562,00 кг
			Кол-во мест 2 м
2	Тип упаковки	Кол-во ед.	Секций
			3, Ил. (D/E)
		объем	масса нетто
			масса брутто
			Кол-во мест
3	Тип упаковки	Кол-во ед.	Секций
			3, Ил. (D/E)
		объем	масса нетто
			масса брутто
			Кол-во мест
4	Тип упаковки	Кол-во ед.	Секций
			3, Ил. (D/E)
		объем	масса нетто
			масса брутто
			Кол-во мест
4. Сопроводительные документы на груз			
Требование-накладная №	дата	Товарная накладная ТОРГ-12 №	дата
Требование-накладная №	дата	Товарная накладная ТОРГ-12 №	дата
Требование-накладная №	дата	Товарная накладная ТОРГ-12 №	дата
Требование-накладная №	дата	Товарная накладная ТОРГ-12 №	дата
Список прилагаемых к транспортной накладной документов, предусмотренных ДОПОГ, санитарными, таможенными, карантинными, иными правилами в соответствии с законодательством Российской Федерации (список прилагаемых к грузу сертификатов, паспортов качества, удостоверений, удостоверений, разрешений, инструкций, товарораспорядительных и других документов, наличие которых установлено законодательством Российской Федерации)			
5. Указания грузоотправителя			
Автоцистерна L=6M до 19000 литров (параметры транспортного средства, необходимые для перевозки груза (тип, марка, грузоподъемность, вместимость и др.))			
(указания, необходимые для выполнения фитосанитарных, санитарных, карантинных, таможенных и прочих требований, установленных законодательством Российской Федерации)			
(рекомендации о предельных сроках и температурном режиме перевозки, сведения о запорно-пломбировочных устройствах (в случае их предоставления грузоотправителем), объявленная стоимость (ценности) груза, запрещение погрузки (груза))			
6. Прием груза		7. Сдача груза	
г. Пермь, ул. Промышленная, 99, УПР База хранения. (адрес места погрузки)		Смоленское м-ние, НГДУ-2, ЦДПН-2, АО «Белкаминфил» им. А.А. Боксова Ижевск (адрес места выгрузки)	
Дата и время подачи транспортного средства под погрузку 20.12.2019		Дата и время подачи транспортного средства под выгрузку 20.12.19	
(фактическая дата и время прибытия)		(фактическая дата и время убытия)	
(фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования) нетто 11562,00 кг		(фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования) 11562,00 кг	
брутто 11562,00 кг		2	
(масса груза)		(количество грузовых мест)	
Координатор Юрий Ю.А. (должность, подпись, расшифровка подписи грузоотправителя (уполномоченного лица))		НГДУ-2 ЦДПН-2 А.В. Корелянов (должность, подпись, расшифровка подписи грузополучателя (уполномоченного лица))	
Торопицын В.В. (подпись, расшифровка подписи водителя/уполномоченного лица)		Торопицын В.В. (подпись, расшифровка подписи водителя, сдавшего груз)	
8. Условия перевозки			
(форма уведомления о проведении экспертизы для определения размера фактических недостач, повреждений (порчи) груза)			
(размер платы и предельный срок хранения груза в терминале перевалочника, сроки погрузки (выгрузки) груза, порядок предоставления и установки приспособлений, необходимых для погрузки, выгрузки и перевозки (груза))			
(порядок внесения в транспортную накладную записки о массе груза и способе ее определения, опломбирования крытых транспортных средств и контейнеров, порядок осуществления погрузо-разгрузочных работ, выполнения работ по промывке и дезинфекции транспортных средств)			
(размер штрафа за невывоз груза по вине перевозчика, несвоевременное предоставление транспортного средства, контейнера и проорочку доставки груза, порядок начисления срока просрочки)			
(размер штрафа за непредоставление транспортных средств для перевозки груза, за задержку (простой) транспортных средств, поданных под погрузку, выгрузку, за простой специализированных транспортных средств и задержку (простой) контейнеров)			
9. Информация о принятии заказа (заявки) к исполнению			
20.12.2019 дата принятия заказа (договор, к исполнению)		(фамилия, имя, отчество, должность лица, принявшего заказ (заявку) к исполнению)	
		(подпись)	

Взам. инв. №

Инва. № подл.

Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ



международному стандарту ISO 9001-2015 (сертификат № RU228243Q-U от 18.05.2018)

Общество с ограниченной ответственностью «ФЛЭК»

Россия, 614055, г. Пермь,
2-й Белоярский пер., д. 3
Тел.: (342) 294-62-90, 294-62-92
Факс: (342) 294-62-93
E-mail: flek@flek.pnsh.ru
http://www.flek.ru

СЕРТИФИКАТ № 1644

Растворитель углеводородный «ФЛЭК-Р-020»

Получатель: АО «Белкамнефть» имени А.А. Волкова ЦДНГ №2 Смольники
Тара: Автоцистерна
Гос. №а/м, № ж/д цистерны, № ж/д контейнера: _____
Партия № 13/12
Кол-во мест: Наливом
Объем (м³): № 183
Масса нетто (т): 11562
Дата изготовления: 20.12.2019г.

Наименование показателя	Норма требований по ТУ	Установлено анализом
1. Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Допускается опалесценция	Соответствует
2. Плотность при 20°C, кг/м ³ , в пределах	713-787 (750±37)	742
3. Плотность при температуре налива, кг/м ³	Не нормируется, определение обязательно	763 при t = -4°C
4. Фракционный состав, температура начала перегонки, °C, выше	30	37
5. Температура застывания, °C, не выше	Минус 60	При - 60 °C не застывает
6. Содержание хлорорганических соединений (ХОС)	Отсутствие	Соответствует
7. Температура вспышки в закрытом тигле, °C, не ниже	Минус 35	Не определялось
8. Коррозионная агрессивность товарной формы, г/(м ² ·час), не более: - для фонда скважин - для остальных направлений	0,089 0,125	Не определялось
9. Кинематическая вязкость, мм ² /сек, не более: - при температуре 20 °C - при температуре минус 40 °C	20 500	Не определялось
10. Эффективность удаления АСПО по отношению к углеводородной фазе, %, не менее	95	Не определялось
11. Определение высаливающей способности	Отсутствие высаливающей способности при контакте с минерализованной водой	Соответствует
Примечания: 1. Показатель по пункту 3 определяют для расчетов с потребителем с указанием температуры налива. 2. Определение показателей по пунктам 6, 7, 8, 9, 10, 11 проводят по требованию заказчика. 3. По согласованию с потребителем допускается увеличение отклонения фактических значений показателя по п.2 от нормированных величин.		

Заключение: Продукт соответствует ТУ 20.59.42-042-24084384-2019

Дата выдачи сертификата: «20» декабря 2019 г.

Главный технолог

/И.А. Юрпалов/

Инженер-технолог

/Е.А. Наугольных/

Система менеджмента качества ООО «ФЛЭК» сертифицирована на соответствие

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист


78

10. Перевозчик		
<small>(фамилия, имя, отчество, адрес места жительства, номер телефона – для физического лица (уполномоченного лица))</small>		
<small>(наименование и адрес места нахождения, номер телефона – для юридического лица)</small>		
Водитель Торопкин В. В. тел. 89526632578		
<small>(фамилия, имя, отчество, данные о средствах связи (при их наличии) водителя (водители))</small>		
11. Транспортное средство		
4871В2-10 (КАМАЗ-65116) АЦ объем 15 153,0 литра	М 074 ВМ159	
<small>(количество, тип, марка, грузоподъемность (в тоннах), вместимость (в кубических метрах))</small>	<small>(регистрационные номера)</small>	
12. Оговорки и замечания перевозчика		
<small>(фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования при приеме груза)</small>	<small>(фактическое состояние груза, тары, упаковки, маркировки и опломбирования при сдаче груза)</small>	
<small>(изменение условий перевозки при движении)</small>	<small>(изменение условий перевозки при выгрузке)</small>	
13. Прочие условия		
г. Пермь, ул. Промышленная, 99, УПР База хранения.	Смоленское и-ние, ИГДУ-2, ЦДРН-2, АО "Беломнефть" и-к, А.А. Волкова	
<small>(номер, дата и срок действия специального разрешения, установленный маршрут перевозки опасного, тяжеловесного или крупногабаритного груза)</small>		
<small>(режим труда и отдыха водителя в пути следования, сведения о коммерческих и иных вехах)</small>		
14. Переадресовка		
<small>(дата, форма переадресовки (устно или письменно))</small>	<small>(адрес нового пункта выгрузки, дата и время подачи транспортного средства под выгрузку)</small>	
<small>(сведения о лице, от которого получено указание на переадресовку (наименование, фамилия, имя, отчество и др.))</small>	<small>(при изменении получателя груза – новое наименование грузополучателя и место его нахождения)</small>	
15. Стоимость услуг перевозчика и порядок расчета провозной платы		
<small>(стоимость услуги в рубль, порядок (механизм) расчета (исчисления) платы)</small>	<small>(расходы перевозчика и предельные грузоотправителем платимы за проезд по платным автомобильным дорогам)</small>	
<small>(режим провозной платы (дополнительно после окончания перевозки) в рублях)</small>	<small>(за перевозку опасных, тяжеловесных и крупногабаритных грузов, уплату таможенных пошлин и выполнения погрузо-разгрузочных работ, а также работ по промывке и дезинфекции транспортного средства)</small>	
Общество с ограниченной ответственностью "ФЛЭК", ИНН 5905042156, Российская Федерация, 614055, г. Пермь, 2-й Белоарский переулок, 3, тел.: (342) 294-62-90, р/с 40702610200000003784, в банке ОАО АКБ "Урал ФД" БИК 045773790, №с 30101810800000000790		
<small>(полное наименование организации-плательщика (грузоотправителя) адрес, банковские реквизиты организации-плательщика (грузоотправителя))</small>		
16. Дата составления, подписи сторон		
ООО "ФЛЭК"	20.12.2019	20.12.2019
<small>(грузоотправитель (грузополучатель) (уполномоченное лицо))</small>	<small>(дата)</small>	<small>(дата)</small>
	<small>(подпись)</small>	<small>(перевозчик (уполномоченное лицо) (дата) (подпись))</small>
17. Отметки грузоотправителей, грузополучателей, перевозчиков		
<small>Краткое описание обстоятельства, послуживших основанием для отметки</small>	<small>Расчет и размер штрафа</small>	<small>Подпись, дата</small>

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Приложение Г
Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых
требованиям технического регламента «О безопасности
оборудования, работающего под избыточным давлением»

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ	
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ	
№ ТС <u>RU C-RU.AЯ36.B.00940</u>	
Серия RU № <u>0148131</u>	
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью "Башкирский центр сертификации и экспертизы", Место нахождения: 450006, Российская Федерация, Республика Башкортостан, город Уфа, улица Пархоменко, дом 156/1, литер А, Аттестат аккредитации рег. № RA.RU.10AЯ36 от 01.04.2016, Телефон: +7(347)2735121, Адрес электронной почты: mail@bashsert.ru</p>	
<p>ЗАЯВИТЕЛЬ Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод", Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: 453430, Российская Федерация, Республика Башкортостан, город Благовещенск, улица Седова, дом 1, ОГРН: 1020201699715, Телефон: +7(34766)21230, Адрес электронной почты: baz@otmk.ru</p>	
<p>ИЗГОТОВИТЕЛЬ Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод", Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453430, Российская Федерация, Республика Башкортостан, город Благовещенск, улица Седова, дом 1</p>	
<p>ПРОДУКЦИЯ Арматура промышленная трубопроводная; задвижки клиновые типа ЗКЛ. Для газов и паров: рабочих сред группы 1, диаметром свыше 25 до 800; рабочих сред группы 2, диаметром свыше 100 до 800, давлением от 1,6 до 25 МПа. Для жидкостей рабочих сред группы 1, диаметром свыше 25 до 800, давлением от 1,6 до 25 МПа. Температура рабочей среды от минус 110°C до плюс 600 °С. Оборудование 3 категории, в соответствии с приложением № 1 ТР ТС 032/2013, "Задвижки клиновые на номинальное давление PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0 МПа (16; 25; 40; 63; 100; 125 160; 250 кгс/см²). Технические условия" ТУ 28.14.13-036-07533604-2017, Серийный выпуск КОД ТН ВЭД ТС848180990</p>	
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"</p>	
<p>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 18020986 от 27.02.2018 Испытательного центра Закрытого акционерного общества "Спектр-К" (аттестат аккредитации № RA.RU.21ГД02), акта о результатах анализа состояния производства № 9-АСП-18 от 28.02.2018 (см. Приложение – бланк №0103088) Схема сертификации: 1с</p>	
<p>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Технического регламента (см. Приложение – бланк №0103088). Условия хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов должны соответствовать группе 4 (Ж2) по ГОСТ 15150-69. Срок хранения без переконсервации - 36 месяцев. Срок службы не менее - 10 лет</p>	
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С <u>14.03.2018</u> ПО <u>13.03.2023</u> ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>	
<p>М.П.  Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <u>У.Суга</u> Сугаюпова Назифа Альтафовна (подпись, фамилия)</p>	
<p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) <u>А.Прок</u> Прокопчук Алексей Геннадиевич (подпись, фамилия)</p>	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ

Лист

80

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Д003330220000-П-ИОС7-01-ТЧ