



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ, ПРОЕКТНОЕ  
И ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
ПО ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

**ООО «НЕДРА»**

Регистрационный №17 от 30.10.2009 г.  
в реестре СРО Союз «РН-Проектирование»

Заказчик: ООО «РИД Ойл-Пермь»

## **«ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИНЫ №304 ЮЖНО-БЕЛЯЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

### *ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

21054-ИОС7

Том 5.7

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022



НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЕ, ПРОЕКТНОЕ  
И ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ  
ПО ПРИРОДООХРАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ  
**ООО «НЕДРА»**

Регистрационный №17 от 30.10.2009 г.  
в реестре СРО Союз «РН-Проектирование»

Заказчик: ООО «РИД Ойл-Пермь»

**«ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИНЫ №304  
ЮЖНО-БЕЛЯЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

21054-ИОС7

Том 5.7

Первый заместитель генерального директора –  
главный инженер

А.В. Мерц

Главный инженер проекта

А.В. Пупков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Пермь, 2022

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

## Список исполнителей

Руководитель сектора сбора и транспорта нефти



21.02.2022  
 \_\_\_\_\_  
 (подпись, дата)

М.И. Фассахова  
 (разделы 1-8, 14, 15)

Руководитель сектора проектирования АСУ ТП



21.02.2022  
 \_\_\_\_\_  
 (подпись, дата)

Р.Т. Гильмияров  
 (раздел 11)

Инженер-эколог 1 категории



21.02.2022  
 \_\_\_\_\_  
 (подпись, дата)

И.В. Веснина  
 (разделы 9, 10, 11, 12)


Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Номер страницы	Приме- чание
21054-ИОС7-С	Содержание тома	3	
21054-ИОС7	Текстовая часть	4	
21054-ИОС7	Графическая часть	41	
21054-ИОС7-1	Принципиальная технологическая схема. Способ эксплуатации ЭЦН	42	
21054-ИОС7-2	Принципиальная технологическая схема. Способ эксплуатации ШВН	43	
21054-ИОС7-3	План расположения оборудования и трубопроводов. Способ эксплуатации ЭЦН	44	
21054-ИОС7-4	План расположения оборудования и трубопроводов. Способ эксплуатации ШВН	45	
21054-ИОС7-5	Схема структурная системы автоматизации.	46	
21054-ИОС7-6	Схема функциональная системы автоматизации. Способ эксплуатации ЭЦН	47	
21054-ИОС7-7	Схема функциональная системы автоматизации. Способ эксплуатации ШВН	48	
21054-ИОС7-8	План кабельных трасс. Способ эксплуатации ЭЦН	49	
21054-ИОС7-9	План кабельных трасс. Способ эксплуатации ШВН	50	


Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

21054-ИОС7-С

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
						II		1
Разработал	Фассахова М.И.	<i>Фас</i>	07.02.22			<b>СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 5.7</b> <b>ООО НИПППД</b> <b>«Недра»</b>		
Проверил	Гиренко Д.В.	<i>Гир</i>	07.02.22					
Н.контр.	Халикова С.Н.	<i>Хали</i>	07.02.22					
ГИП	Пупков А.С.	<i>Пуп</i>	07.02.22					

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ


Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	10707-ИОС7
--------------	------------

						21054-ИОС7		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ		
Разработал		Фассахова М.И.		<i>Фас</i>	07.0222			
Проверил		Гиренко Д.В.		<i>Гир</i>	07.0222			
Н.контр.		Халикова С.Н.		<i>Хал</i>	07.0222			
ГИП		Пупков А.В.		<i>Пуп</i>	07.0222			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	37
						ООО НИПППД «Недра»		

## Содержание

<b>1</b>	<b>Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом, характеристика отдельных параметров технологического процесса .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1</b>	<b>Описание мест расположения приборов учета, используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Описание источников поступления сырья, реагентов и материалов .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции .....</b>	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования .....</b>	<b>11</b>
<b>5.1</b>	<b>Характеристика основного технологического оборудования .....</b>	<b>11</b>
<b>5.2</b>	<b>Промысловые трубопроводы на площадке скважины № 304 .....</b>	<b>13</b>
<b>6</b>	<b>Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования .....</b>	<b>18</b>
<b>6.1</b>	<b>Оборудование для ремонтных работ .....</b>	<b>18</b>
<b>6.2</b>	<b>Электрохимическая защита от коррозии .....</b>	<b>18</b>
<b>7</b>	<b>Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию и сооружениям на опасных производственных объектах .....</b>	<b>21</b>
<b>8</b>	<b>Сведения о сертификации и разрешениях применяемого технологического оборудования .....</b>	<b>23</b>
<b>9</b>	<b>Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности .....</b>	<b>24</b>
<b>10</b>	<b>Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства .....</b>	<b>25</b>
<b>11</b>	<b>Описание автоматизированных систем, в производственном процессе .....</b>	<b>29</b>
<b>12</b>	<b>Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....</b>	<b>31</b>

Ив. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №			
10707-ИОС7					

- 13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....32**
- 14 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....33**
- 14.1 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.....33**
- 14.2 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 (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются).....33**
- 15 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....34**
- 15.1 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....36**
- 15.2 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность .....36**
- 15.3 Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов, для зданий, строений, сооружений социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается единовременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима .....37**

Инд. № подл.	10707-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

**15.4 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....37**


Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
10707-ИОС7		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7









## 2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения технологического процесса требуются следующие виды ресурсов:

- Электроэнергия.

Расчет потребности в электроэнергии представлен в томе 21054-ИОС1, раздел 5, подраздел 1 «Система электроснабжения».

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

Описание мест расположения приборов учета электроэнергии представлено в томе 21054-ИОС1, раздел 5, подраздел 1 «Система электроснабжения».

Для определения количества жидкости, добываемой из нефтяной скважины, установлен счетчик СКЖ-60-40М. Сигналы от счетчика передаются на вычислители БЭСКЖ, установленные в обогреваемом шкафу БСКЖ1 на площадке электрооборудования. Вычислитель БЭСКЖ осуществляет вычисление расхода нефти, индикацию расхода, ведение архива.


Инд. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	21054-ИОС7	Лист
							8

### 3 Описание источников поступления сырья, реагентов и материалов

Сырьем является нефтегазосодержащая жидкость, находящаяся в недрах земли. Нефтегазосодержащая жидкость поступает от скважины №304 Южно-Беляевского нефтяного месторождения.

Состав и физико-химические свойства газа, нефти и воды Южно-Беляевского месторождения представлены в таблицах 3.1, 3.2, 3.3.

Таблица 3.1 – Состав попутного нефтяного газа

Наименование показателя	Ед. изм.	Среднее значение	
Состав газа			
- двуокись углерода		0,02	
- азот+редкие		56,95	
- метан		26,22	
- этан		9,8	
- пропан	% мол	3,36	
- изобутан		0,77	
- норм. бутан		1,3	
- изопентан		0,63	
- норм. пентан		0,48	
- гексаны		0,47	
- сероводород		отсутствует	
Плотность газа при стандартных условиях		кг/м <sup>3</sup>	1,129

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства нефти

Наименование показателя	Ед. изм.	Среднее значение
Пластовое давление	МПа	14,7
Пластовая температура	°С	27
Давление насыщения	МПа	8,35
Газосодержание при однократном разгазировании	нм <sup>3</sup> /т	12
Плотность в условиях пласта	кг/м <sup>3</sup>	906
Вязкость в условиях пласта	мПа с	39,63
Плотность дегазированной нефти при 20°С	кг/м <sup>3</sup>	909
Вязкость дегазированной нефти при 20 °С	мм <sup>2</sup> /с	82,74
		при 50 °С
Температура застывания	°С	-16,5
Фракционный состав нефти		
до 100 °С	% об	7
до 150 °С		14
до 200 °С		22
до 250 °С		30
до 300 °С		48

Таблица 3.3 – Свойства пластовой воды

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Плотность при 20°С	кг/м <sup>3</sup>	1050,0

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

9

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

#### 4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требования к параметрам и качественным характеристикам продукции в задании на проектирование не предусматриваются. Продукцией является нефтегазосодержащая жидкость, добываемая из недр земли, которая какой-либо переработке не подвергается. Поэтому качественные характеристики продукции определяются свойствами, указанными в таблицах 3.1, 3.2, 3.3.


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

10







лонных пространствах; установки противовыбросового оборудования на верхнем и промежуточных фланцах на всех стадиях строительства и эксплуатации скважины.

Климатическое исполнение обвязки колонной УХЛ1 по ГОСТ 15150-69. Предельные значения рабочих температур окружающего воздуха от +40 до -60 °С.

Технические характеристики обвязки колонной представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технические характеристики обвязкой колонной

Параметры		Значения
Рабочее давление, МПа		21
Типы колонной подвески		Центратор
Диаметр обвязываемых колонн	Кондуктор	245
	Эксплуатационная колонна	168
Температура рабочей среды, °С, не более		120

## 5.2 Промысловые трубопроводы на площадке скважины № 304

Проектирование промысловых трубопроводов (далее – трубопроводов) выполнено в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ». К промысловому трубопроводу на площадке скважины относится выкидной нефтегазопровод.

Таблица 5.5 – Протяженность трубопроводов

Наименование трубопроводов	Характеристика рекомендуемых труб				
	ГОСТ, ТУ	Марка стали	σвр, МПа	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м
Выкидной трубопровод от скв. №304 до т.вр. в трубопровод «Площадка скв.304 - т.вр. в нефтепровод «Скважина №50 - ПСН Беляевского нефтяного месторождения»».	ГОСТ 8732-78	09Г2С	530	89 х 6	3,5

Примечания: 1. Длина трубопровода дана с без учета вертикальных участков и без учета 1 %.

Расчетный срок эксплуатации трубопровода определен по формуле:

$$n = \frac{\text{толщина стенки} - \text{отбраковочная толщина}}{\text{скорость коррозии}} \quad (5.1)$$

В связи с отсутствием рекомендаций по выбору скорости коррозии в нормативной документации, скорость коррозии принята равной 0,1 мм/год.

Отбраковочная толщина принята равной для труб диаметром 89 мм – 2,0 мм.

В соответствии с требованиями фактический срок эксплуатации трубопровода принят 25 лет. Назначенный срок эксплуатации трубопровода выбран как наименьшее значение из расчетного и фактического срока эксплуатации. Расчетный и назначенный сроки эксплуатации трубопровода приведены в таблице 5.6.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата



$$s > s_R + c_1 + c_2, \quad (5.4)$$

где  $c_1$  – технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки для труб равна 10 %;

$c_2$  – прибавка на коррозию. Принимается 2 мм, как для труб без внутреннего покрытия (ВСН 51-2.38-85).

Согласно СНиП 2-05-06-85 минимальная толщина стенки трубопровода должна приниматься не менее 3 мм. С учетом не линейности толщины стенки труб и рекомендациям заказчика, исходя из опыта эксплуатации трубопроводов, применяются трубы с толщиной стенки  $s$ .

Результаты расчетов приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Результаты расчетов диаметров и толщины стенки трубопроводов

Наименование	D, мм	P <sub>max.</sub> , МПа	S <sub>R</sub> , мм	c <sub>1</sub> , мм	c <sub>2</sub> , мм	S <sub>R</sub> + c <sub>1</sub> +c <sub>2</sub> , мм	s, мм
Трубопровод выкидной	89	5,72	1,26	0,60	2,00	3,86	6

На площадке скважины №304 распространения многолетнемерзлых грунтов не отмечено, на основании этого принят подземный способ прокладки трубопроводов. Глубина заложения принята в сильнопучинистых грунтах не менее 0,8 нормативной глубины промерзания.

Рытье траншей выполнить согласно СП 45.13330.2012 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Трубопроводы обвязки скважин прокладываются надземно. Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций принято с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, а также с учетом величины смещения трубопровода при температурных деформациях (на основе расчетов, выполненных в программе «СТАРТ»).

Трубопроводная арматура размещена в местах, доступных для ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры расположен на высоте не более 1,6 м от уровня площадки обслуживания.

Надземные трубопроводы прокладываются по отдельно стоящим проектируемым опорам. Технические решения по строительным конструкциям проектируемых опор представлены в томе 21054-КР, раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения». Опоры рассчитаны на нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), а также на нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

Установка опор под трубопроводы выполнена на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов. При монтаже между надземными трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита по ГОСТ 481-80 толщиной 4 мм. Радиус гибки хомутовых опор выбран с учетом толщины изолирующих прокладок. Расстояние между опорами принято, исходя из выполнения условия прочности и жесткости, на основе расчетов в программе «СТАРТ».

Наружная изоляция подземных сварных стыков и фасонных деталей выполнена термоусаживающимися манжетами типа «ТИАЛ-М80» и термоусаживающейся лентой типа «ТИАЛ-80» по ТУ 2293-007-58210788-2006 (конструкция 14

Изм.	Кол.уч	Лист
Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №
10707-ИОС7		

по ГОСТ Р 51164-98). Толщина изоляционного слоя над сварным стыком не менее 1,2 мм.

Для защиты от атмосферной коррозии надземные трубопроводы и арматура покрываются эмалью ХВ-110 ГОСТ 18374-79 (в 2 слоя) с предварительной очисткой по слою грунтовки ГФ-0119 ГОСТ 23343-78 (в 1 слой).

Опознавательная окраска и маркировка выполняется в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Монтаж, сварку и испытание трубопроводов выполнить согласно СП 284.1325800.2016, СП 411.1325800.2018, СП 406.1325800.2018, СНиП 12.04-2002 и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

С целью предупреждения загрязнения полости и снижения затрат на последующую очистку строительно-монтажным организациям необходимо в процессе строительства принимать меры, исключая попадание внутрь трубопровода воды, снега, грунта и посторонних предметов. Для предотвращения загрязнения полости следует установить временные заглушки: на отдельные трубы или секции (плети) при их длительном хранении в штабелях, на стеллажах; на концах плетей в местах технологических разрывов.

До ввода в эксплуатацию трубопровода подрядчик должен обеспечить все операции по очистке трубопровода. При очистке полости трубопровода или его участка необходимо удалить случайно попавшие при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а на стальных трубопроводах рыхлый поверхностный слой ржавчины и окалины.

Все работы по очистке полости и испытанию трубопровода должны производиться в соответствии с требованиями специальной инструкции, которая составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с Заказчиком и с проектной организацией. Инструкция составляется на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства. В инструкции предусматриваются:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и т.п.);
- схема организации связи;
- требования пожарной, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Специальная инструкция утверждается председателем комиссии и направляется на исполнение всем участникам процесса испытаний.

В процессе производства монтажных работ выполняется пооперационный контроль качества сварки и сборки трубопровода.

Контроль сварных стыков выполняется в соответствии с СП 406.1325800.2018 100 % физическими методами.

Проектом предусмотрено проведение испытания трубопровода на прочность и плотность согласно СП 284.1325800.2016.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инд. № подл.

10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

16

Испытания трубопровода осуществляются в присутствии приемочной комиссии в составе представителей Заказчика, строительного-монтажной и эксплуатирующей организаций. По результатам испытаний составляются акты.

Порядок проведения работ по очистке, испытаниям и профилометрии трубопроводов, а так же их этапность смотри том 21054-ПОС, раздел 6 «Проект организации строительства».


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

17



Таблица 6.2.1. – Характеристика коррозионной активности грунтов

Наименование трассы трубопровода	Величина удельного сопротивления грунта (ρ, Ом·м)	Степень коррозионной агрессивности грунта к стали
Выкидной нефтепровод от скважины №304 до точки врезки	100-22	от низкой до средней

Для определения наличия блуждающих токов в земле проведены измерения потенциалов между двумя точками земли. По результатам замеров потенциалов между двумя точками земли блуждающие токи не выявлены.

В соответствии с критериями, приведёнными в пункте 5.11 ГОСТ 9.602-2016, результаты измерений смещения потенциала на существующих подземных стальных сооружениях по отношению к его стационарному потенциалу также свидетельствуют об отсутствии опасного действия блуждающих токов.

Результаты измерений удельных электрических сопротивлений грунтов, потенциалов между двумя точками земли, смещения потенциала сооружения по отношению к его стационарному потенциалу, приведены в «Техническом отчете по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки проектной и рабочей документации», том 2 ИГИ, приложения «У», «Ф», «Х»).

В соответствии с требованием ГОСТ 9.602-2016 п.6.5, проектом предусмотрено нанесение на наружную поверхность проектируемых подземных сооружений изоляционных покрытий.

В качестве изоляционного покрытия для нефтепровода проектом предусмотрено наружное покрытие, соответствующее конструкции №1 по ГОСТ 9.602-2016, (сопротивление изоляции  $R_{\text{изоляция}} \geq 3 \times 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ).

Согласно ГОСТ 9.602-2016 п.6.6 кроме изоляционного покрытия для выкидного нефтепровода предусмотрена электрохимическая защита методом катодной поляризации с использованием протекторов ПМ10У, запроектированных по договору №20004.

Для контроля за коррозионным состоянием наружной поверхности проектируемого подземного нефтепровода предусмотрено использование контактных устройств (КУ), запроектированных по договору №20004.

С целью повышения эффективности работы средств ЭХЗ проектом предусматривается установка электроизолирующих соединений на спуске нефтепровода в землю.

Параметры катодной защиты, установленные ГОСТ 9.602-2016 на период эксплуатации средств ЭХЗ, приведены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 – Параметры катодной защиты

Поляризационный защитный потенциал трубопровода относительно медно-сульфатного электрода сравнения, В	
1) минимальный-	Минус 0,85
2) максимальный-	Минус 1,15

При реализации проекта следует учитывать, что проектные технико-экономические показатели электрохимической защиты обеспечиваются только при безусловном выполнении требований НТД в отношении качества изоляцион-

Инов. № подл.	10707-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

ного покрытия проектируемых сооружений и установке электроизолирующего соединения.

Проектные решения соответствуют требованиям следующих нормативных документов:

- ГОСТ 9.602-2016. «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р51164-98. «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- РД-91.020.00-КТН-234-10. «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС» ОАО «АК “Транснефть”», Москва, 2010 г.;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок», 2007 г.;
- ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты», Миннефтегазстрой, г. Москва, 1988 г.


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

20



## 7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию и сооружениям на опасных производственных объектах

Для выполнения условий, предъявляемых к опасным производственным объектам, проект выполнен в соответствии с требованиями следующих нормативных документов, указанных в пункте 1 данного тома.

С целью обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения взрывопожароопасности объекта в проекте предусмотрены следующие решения:

- применена герметизированная система технологического процесса: соединение труб между собой осуществляется на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию и КИП;

- запорная арматура принята в соответствии со свойствами перекачиваемых продуктов и технологическими параметрами трубопроводов (рабочее давление, диаметр). В качестве запорной арматуры приняты задвижки стальные клиновые с ручным управлением DN 80, PN 4,0 МПа и DN 50, PN 4,0 МПа;

- запорная арматура соответствуют классу герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015, исполнение арматуры соответствует климатическим характеристикам района строительства ХЛ согласно ГОСТ 15150-69. Запорная арматура оснащена указателями положений «Открыто», «Закрыто»;

- исполнение электрооборудования соответствует классу взрывоопасной зоны;

- предусмотрена защита трубопроводов от почвенной и атмосферной коррозии;

- после окончания монтажных и сварочных работ проводится контроль качества сварных соединений трубопроводов неразрушающими методами;

- после проведения контроля сварных соединений трубопроводы подвергаются испытанию на прочность, плотность и на герметичность;

- для предупреждения заноса высоких потенциалов статического электричества оборудование заземляется;

- исключаются прямые выбросы вредных веществ в атмосферу и открытые сбросы загрязняющих стоков как в рабочем, так и в аварийном режимах работы оборудования;

- слив остатка жидкости из технологического оборудования при остановке на ремонт предусматривается в инвентарные поддоны с последующим вывозом;

- выполнено устройство подъездов ко всем технологическим объектам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации, исключающее неорганизованное передвижение по территории площадки;

- в целях обеспечения пожарной безопасности предусмотрены автоподъезды, обеспечивающие подъезд пожарной техники ко всем проектируемым сооружениям;

Инд. № подл.	10707-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

21054-ИОС7

Лист

21

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

– запрещается движение транспорта без искрогасителя по территории площадки.

Пожарно-техническая классификация проектируемых наружных установок представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Классификация проектируемых наружных установок

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (согласно СП 12.13130.200, НПБ 105-03)	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны (согласно ПУЭ)	Степень огнестойкости (согласно ФЗ-123)	Класс конструктивной пожарной опасности (согласно ФЗ-123)	Класс функциональной пожарной опасности (согласно ФЗ-123)
Приустьевая площадка нефтяной скважины	АН	В-1г	–	–	–


Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

22

## 8 Сведения о сертификации и разрешениях применяемого технологического оборудования

Применяемое в проекте технологическое оборудование, материалы и приборы КИПиА имеют необходимые сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности и разрешения Ростехнадзора России на применение на опасном производственном объекте. Оборудование соответствует требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

23

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

Обслуживание проектируемых сооружений и коммуникаций предусматривается персоналом ООО «РИД Ойл-Пермь».

Существующий производственный персонал базируется в операторной на ППСН Беляевского месторождения. Численность и состав существующей бригады ООО «РИД Ойл-Пермь» приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Численность существующей бригады по добыче нефти и газа ООО «РИД Ойл-Пермь»

Должность	Режим работы	Количество на вахте	1 смена	2 смена	Группа производственного процесса	Общая численность
Начальник цеха добычи нефти и газа	5 дневная (40ч) рабочая неделя	–	–	–	1в, 2г	1
Мастер по добыче нефти и газа	Вахтовый метод организации работ	1	1	–	1в, 2г	2
Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	Вахтовый метод организации работ	4	3	1	1в, 2г	8
Механик	5 дневная (40ч) рабочая неделя	–	–	–	1в, 2г	1
Итого		5	4	1		12

Режим работы операторов – 1-сменный, смена – 11 часов, 1 ч на отдых и прием пищи.

Медицинское обслуживание и профмедосмотры проводятся в г. Пермь ООО «МедКонсультант» и г.Оса ГБУЗ ПК «Осинская ЦРБ».

Для проживания персонала на время вахтового периода предусмотрен жилой вагон вблизи пункта подготовки и сбора Беляевского месторождения. Приготовление пищи и питание осуществляется в жилом вагоне. Доставка рабочих вахт к месту работы от мест проживания предусмотрена вахтовым транспортом.

Постоянных рабочих мест на проектируемых объектах нет.

Увеличение численности существующей бригады по добыче нефти и газа в связи с реализацией проекта не предусматривается.

Временное пребывание рабочих на площадке скважины №304 возможно на период ремонтных и профилактических работ.

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

24

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

## 10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства

Целью всех мероприятий охраны труда является повышение эффективности работ по профилактике производственного травматизма, профессиональной заболеваемости, аварийности и других инцидентов за счет:

- своевременного выявления и устранения опасных и вредных производственных факторов на рабочих местах;
- устранения недостатков в организации работ по охране труда;
- принятия по результатам проведенных проверок оперативных мер, способствующих исключению негативных явлений в области охраны труда, и разработки научно-организационных мероприятий по повышению безопасности труда.

Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда на проектируемых объектах Южно-Беляевского месторождения, разработаны с учетом основных положений Трудового Кодекса Российской Федерации № 197-ФЗ.

К основным мероприятиям, обеспечивающим соблюдение требований по охране труда работников Южно-Беляевского месторождения относятся:

- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия, в установленном законодательством Российской Федерации порядке, средств индивидуальной и коллективной защиты;
- обеспечение оптимального режима труда и отдыха работников, в соответствии с трудовым законодательством;
- обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами, прошедшими обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации порядке. Защитная спецодежда должна быть выдана всему рабочему персоналу, участвующему в работах, при которых он подвергается риску получения травмы или болезни;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой медицинской помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований по охране труда;
- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований по охране труда;
- постоянный контроль за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;
- установка стационарных поручней, где человек может упасть с высоты более 0,8 м.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

25





– изучение соответствия условий труда уровню развития техники и технологии, усовершенствование порядка и условий установления и назначения льгот и компенсации.

Ответственность за своевременное и качественное проведение специальной оценки условий труда возлагается на руководителя предприятия.

Согласно результатам СОУТ ООО «РИД Ойл-Пермь» на рабочих местах, на которых проведена оценка условий труда, вредные и (или) опасные производственные факторы не выявлены. Результаты специальной оценки условий труда представлены в картах СОУТ, протоколах оценок и измерений. По результатам СОУТ условия труда РМ соответствуют оптимальным или допустимым.


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

28





превышении предельных значений давления ( $P_{min}=1,44$  Мпа,  $P_{max}=2,4$  Мпа), центральный пункт сбора АСУ ТП выдает сигнал на останов насоса скважины.

Сигналы с датчиков давления ИВЭ-50-3 передаются по беспроводному каналу связи на модуль приема ПД-15. Данные от ПД-15 передаются в коммутатор с использованием преобразователя интерфейсов RS485-Ethernet.

Интеграция локальной системы автоматизации скважины в систему управления месторождения производится посредством GSM-канала. Данные с коммутатора, включающие в себя параметры технологического процесса и состояние пожарных извещателей, передаются на GSM-модем по протоколу Ethernet, после чего передаются на верхний уровень системы АСУ месторождения.

Технологические решения, принятые для обеспечения канала связи приведены в разделе 21054-ИОС5 «Сети связи».

Технологические решения по организации пожарной сигнализации приведены в разделе 21054-ПБ «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Шкаф связи и автоматики, а также шкаф БСКЖ устанавливаются совместно со шкафами пожарной сигнализации и распределительным щитом на стойке. Стойка шкафов управления автоматизации размещается на площадке скважины №304.

В соответствии с требованиями главы 7.3 ПУЭ, электрические датчики устанавливаемые во взрывоопасных зонах имеют взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка».

Местные приборы, датчики, отборные устройства устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании с помощью закладных монтажных деталей и изделий, которые предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

В соответствии с требованиями глав 1.7, 7.3 ПУЭ проектом предусматривается защитное заземление корпусов оборудования КИП, шкафа автоматики и связи путем их присоединения к контуру защитного заземления установочным проводом ПуГВ 1х6,0 с желто-зеленой ПВХ изоляцией. Проектные решение по организации контура защитного заземления приведены в томе 21054 ИОС1 «Система электроснабжения».

Выбор электрических проводов и кабелей, способы их прокладки произведены в соответствии с требованиями глав 2.1, 7.3 ПУЭ, ГОСТ 31565-2012. В проекте применяются контрольные кабели КВВГЭнг-LS, кабели промышленного интерфейса RS-485 КИПЭВнг-LS, а также, кабели промышленного Ethernet, не распространяющие горение при групповой прокладке (расстояние между кабелями менее 300 мм), с пониженным дымо- и газовыделением. Прокладка кабелей осуществляется в гибкой и жесткой двустенной гофрированной трубе в траншее, а также в стальных водогазопроводных трубах и металлорукаве с защитной ПВХ оболочкой.

Структурная схема системы автоматизации представлена в графической части данного тома, на листе 21054-ИОС7-5.

Функциональная схема систем автоматизации ЭЦН и ШВН представлена в графической части данного тома на листах 21054-ИОС7-6, 21054-ИОС7-7.

План кабельных трасс ЭЦН и ШВН представлен в графической части данного тома на листах 21054-ИОС7-8, 21054-ИОС7-9.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Инд. № подл.	10707-ИОС7				
Подл. и дата					
Взам. инв. №					

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

Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу представлены в томе ООС1.

Сброс в водные источники проектной документацией не предусматривается.


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

31

### 13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов представлен в томе ООС1.

Сбросы в окружающую среду проектной документацией не предусматриваются.


Инв. № подл.	10707-ИОС7
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

32

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов представлены в томе ООС1.

### 14.1 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

Данный раздел не разрабатывается.

### 14.2 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 (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)

Данный раздел не разрабатывается.


Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист

33

## 15 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями действующих в настоящее время в Российской Федерации законодательных и нормативно-технических документов в сфере промышленной, пожарной и экологической безопасности, а также требований по охране труда.

К опасным факторам относятся:

1. Наличие легковоспламеняющихся жидкостей. Способность нефтяных паров образовывать вместе с воздухом взрывоопасные смеси.

Большую опасность углеводороды представляют в отношении взрывоопасности. Так, присутствие в атмосфере рабочего помещения 1,0 % бутана или 2,4 % этана, 3,2 % пропана и 5 % метана вызывает образование взрывоопасной концентрации.

Пределы взрываемости в % объемных концентрациях представлены в таблице 15.1 .

Таблица 15.1 – Пределы взрываемости

Наименование вещества	Предел взрываемости, % об.	
	нижний	верхний
Нефтяные пары	3	15
Нефть	0,9	2,1

2. Способность действовать отравляюще на организм человека.

В воздушной среде на территории объекта могут появиться предельные углеводороды.

Предельные углеводороды являются основными составными частями нефти. Эти газы не ядовиты, однако обладают наркотическим действием, которое возрастает с увеличением числа атомов углерода. При постоянном воздействии углеводородов на организм нарушается работа нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов.

3. Наличие электричества высокого напряжения.

4. Наличие мест возможного накопления вредных газов.

5. Возможность падения с высоты при обслуживании оборудования.

Основные причины, которые могут привести к аварии:

- эксплуатация неисправного оборудования;
- несвоевременная ревизия и ремонт оборудования, арматуры, трубопроводов и КИПиА;
- производство огневых работ на территории объекта с нарушением правил безопасности;
- несоблюдение противопожарного режима на объекте;

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.  
10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

34

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

– отсутствие контроля и нетребовательность к выполнению действующих правил безопасности от работников сторонних организаций, производящих работы на объекте;

– некачественная подготовка трубопроводов, оборудования к ремонту.

Основные нарушения технологического режима, которые могут привести к авариям и несчастным случаям:

- неправильные операции по пуску и остановке оборудования;
- неправильное включение трубопроводов в работу, вызвавшее гидравлический удар;
- пропуски нефти через неплотности фланцевых соединений;
- неправильная подготовка коммуникаций в зимний период, включение в схему работы замороженного трубопровода, несвоевременная прокачка и удаление из трубопроводов воды.

Промышленная безопасность обеспечивается:

- техническими решениями, принятыми в проекте;
- соблюдением норм технологического режима;
- соблюдением требований к эксплуатации, обслуживанию и ремонту технических устройств (оборудования, средств контроля и противоаварийной защиты, электрооборудования и др.);
- системой подготовки квалифицированных кадров;
- соблюдением инструкций по технике безопасности.

Разрабатывается план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛА), в котором предусматриваются действия персонала по ликвидации аварийных ситуаций и предупреждению аварий, а в случае их возникновения – по локализации и максимальному снижению тяжести последствий, а также технические системы и средства, используемые при этом.

При возникновении аварийных ситуаций, в результате которых возможно возгорание, образование взрывопожароопасных смесей, технический персонал руководствуется планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

Обслуживающий персонал проходит обучение и аттестацию, имеет должностные инструкции, план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий, инструкции по пуску, эксплуатации и остановке оборудования, инструкции по технике безопасности, пожарной безопасности.

Обслуживающий персонал установки обязан:

- строго соблюдать нормы технологического режима;
- соблюдать производственную дисциплину, требования должностных инструкций, инструкций по технике безопасности, пожарной безопасности, других установленных требований и инструкций;
- соблюдать графики ППР и сроки технического освидетельствования оборудования;
- поддерживать в исправном состоянии оборудование, арматуру, коммуникации;
- поддерживать в исправном состоянии КИПиА, поддерживать в исправном состоянии системы заземления, молниезащиты;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

10707-ИОС7

21054-ИОС7

Лист

35





**15.3 Описание технических средств и обоснование проектных решений, направленных на обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов, для зданий, строений, сооружений социально-культурного и коммунально-бытового назначения, нежилых помещений в многоквартирных домах, в которых согласно заданию на проектирование предполагается единовременное нахождение в любом из помещений более 50 человек и при эксплуатации которых не предусматривается установление специального пропускного режима**

Данный раздел не разрабатывается.

**15.4 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»**

Объекты транспортной инфраструктуры, указанные в статье 1 Федерального закона № 16-ФЗ от 9 февраля 2007 «О транспортной безопасности» данным проектом не разрабатываются.


Инов. № подл.	Взам. инв. №
10707-ИОС7	
Подл. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

21054-ИОС7

Лист





37

## ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ


Взам. инв. №	
--------------	--

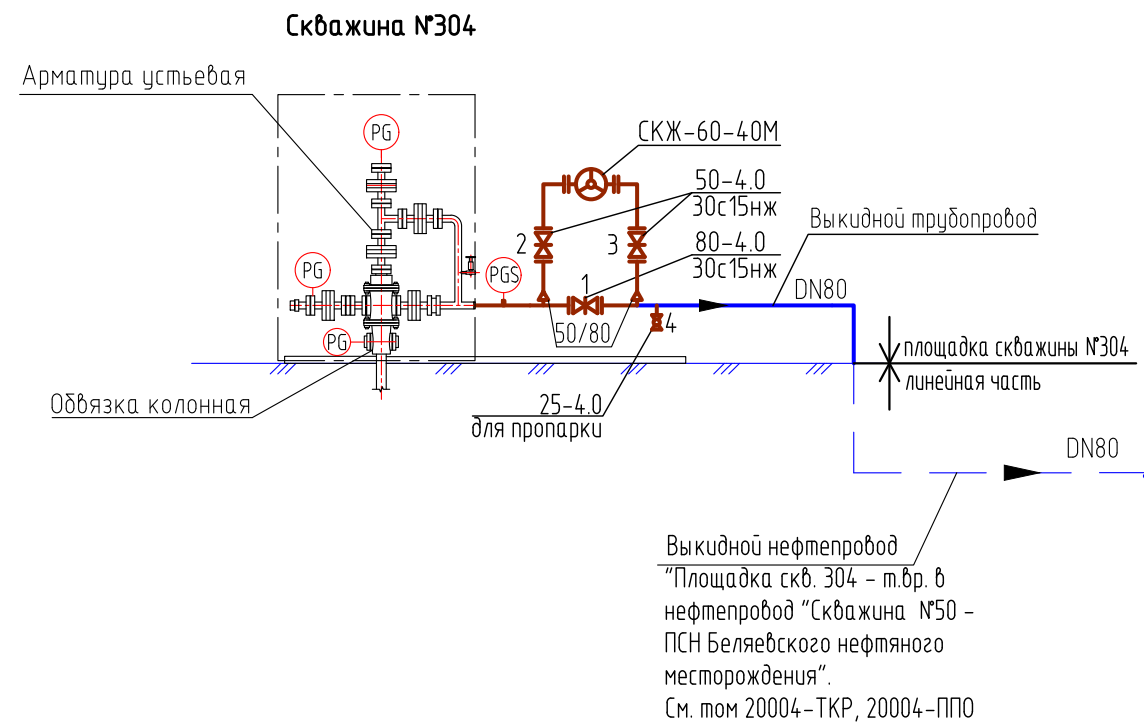
Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	10707-ИОС7
--------------	------------

						21054-ИОС7			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Фассахова М.И.			07.02.22		II	1	10
Проверил		Гиренко Д.В.			07.02.22				
Н.контр.		Халикова С.Н.			07.02.22				
ГИП		Пупков А.В.			07.02.22				
							ООО НИПППД «Недра»		

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Выкидной трубопровод	
Трубопровод надземный	
Трубопровод подземный	
Граница комплектной поставки завода-изготовителя	
Направление потока	
Кран шаровый	
Задвижка	
Переход (изменение диаметра трубопровода)	
Электроконтактный манометр	
Показывающий манометр	
Преобразователь расхода жидкости	



ЭКСПЛИКАЦИЯ АРМАТУРЫ

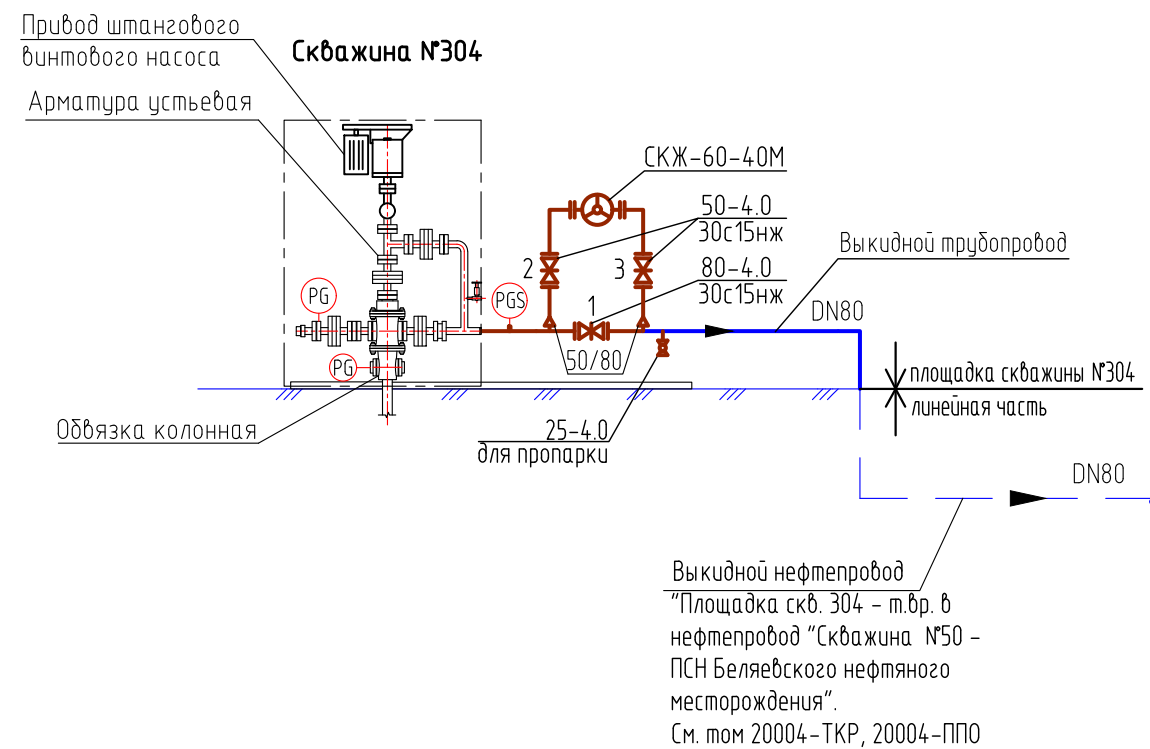
Наименование арматуры	Тип Марка	Номер позиции по схеме	Количество шт.
Задвижка клиновья	DN80, PN40	1	1
Задвижка клиновья	DN50, PN40	2,3	2
Кран шаровый	DN25, PN40	4	1

Инв.№ подл.	10707-ИОС7
Подпись и дата	
Взам. инв.№	

						21054-ИОС7			
						Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал				Фассахова М.И.	15.06.22		П	1	
Рук.сектора				Халикова С.Н.	15.06.22				
Нач.отдела				Гиренко Д.В.	15.06.22	Принципиальная технологическая схема. Способ эксплуатации ЭЦН		ООО НИПППД "Недра"	
Н. контроль				Халикова С.Н.	15.06.22				
ГИП				Пупков А.В.	15.06.22				

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Выкидной трубопровод	
Трубопровод надземный	
Трубопровод подземный	
Граница комплектной поставки завода-изготовителя	
Направление потока	
Кран шаровой	
Задвижка	
Переход (изменение диаметра трубопровода)	
Электроконтактный манометр	
Показывающий манометр	
Преобразователь расхода жидкости	



ЭКСПЛИКАЦИЯ АРМАТУРЫ

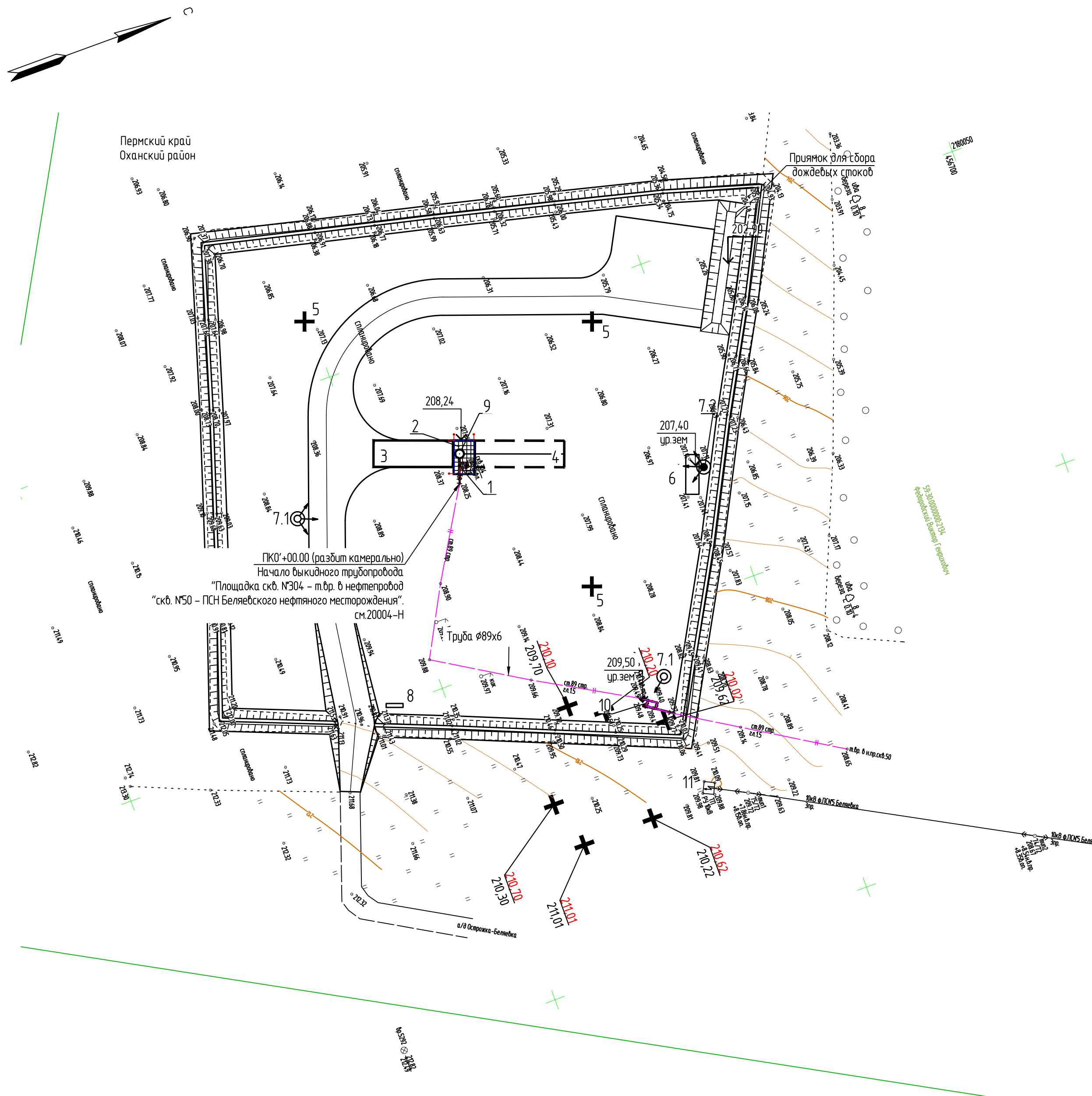
Наименование арматуры	Тип Марка	Номер позиции по схеме	Количество шт.
Задвижка клиновья	DN80, PN40	1	1
Задвижка клиновья	DN50, PN40	2,3	2
Кран шаровый	DN25, PN40	4	1

Взам. инв.Н  
Подпись и дата  
Инв.Н подл.  
10707-ИОС7

						21054-ИОС7			
						Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал				Пятилова А.Х.	15.06.21		П	2	
Руч.сектора				Халикова С.Н.	15.06.21				
Нач.отдела				Гиренко Д.В.	15.06.21	Принципиальная технологическая схема. Способ эксплуатации ШВН		ООО НИПППД "Недра"	
Н. контроль				Халикова С.Н.	15.06.21				
ГИП				Пупков А.В.	15.06.21				

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Кол.	Примечание
	Проектируемые:		
1	Обвязка скважины №304 ЭЦН	1	
2	Приустьевая площадка	1	
3	Место установки агрегата для подземного ремонта скважин	1	
4	Место установки инвентарных мостков для труб	1	
5	Якорь	4	
6	Площадка электрооборудования	1	
7.1	Опора освещения	2	
7.2	Опора освещения с молниеотводом	1	
8	Щит пожарный ЩП-В	1	
	Существующие:		
9	Устье скважины	1	
10	Камера запуска ОУ	1	см. 20004-Н



ПК0'+00.00 (разбит камерально)  
Начало выкидного трубопровода  
"Площадка скв. №304 - т.бр. в нефтепровод  
"скв. №50 - ПСН Беляевского нефтяного месторождения".  
см.20004-Н

- Примечания  
1. Общие указания, условные обозначения смотри лист 1.  
2. Выкидной трубопровод проложить на глубине не менее 1,45 м до низа трубы.

Имя и подл. 10707-ИОС7  
Подпись и дата  
Взам инб.Н

					21054-ИОС7				
					Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Лукина Л.А.			<i>[Signature]</i>	12.01.22		Р	3	
Рук. сектора	Халикова С.Н.			<i>[Signature]</i>	12.01.22				
Нач. отдела	Гуренко Д.В.			<i>[Signature]</i>	12.01.22				
Н. контроль	Халикова С.Н.			<i>[Signature]</i>	12.01.22	План расположения оборудования и трубопроводов. Способ эксплуатации ЭЦН	ООО НИПППД "Недра"		
ГИП	Пурков А.В.			<i>[Signature]</i>	12.01.22				

M 1:500

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Кол.	Примечание
	Проектируемые:		
1	Обвязка скважины №304 ШВН	1	
2	Приустьевая площадка	1	
3	Место установки агрегата для подземного ремонта скважин	1	
4	Место установки инвентарных мостков для труб	1	
5	Якорь	4	
6	Площадка электрооборудования	1	
7.1	Опора освещения	2	
7.2	Опора освещения с молниеотводом	1	
8	Щит пожарный ЩП-В	1	
	Существующие:		
9	Устье скважины	1	
10	Камера запуска ОУ	1	см. 20004-Н



ПКО+00.00 (разбит камерально)  
Начало выкидного трубопровода  
"Площадка скв. №304 - т.вр. в нефтепровод  
"скв. №50 - ПСН Беляевского нефтяного месторождения".  
см.20004-Н

Примечания

- Общие указания, условные обозначения смотри лист 1.
- Выкидной трубопровод проложить на глубине не менее 1,45 м до низа трубы.

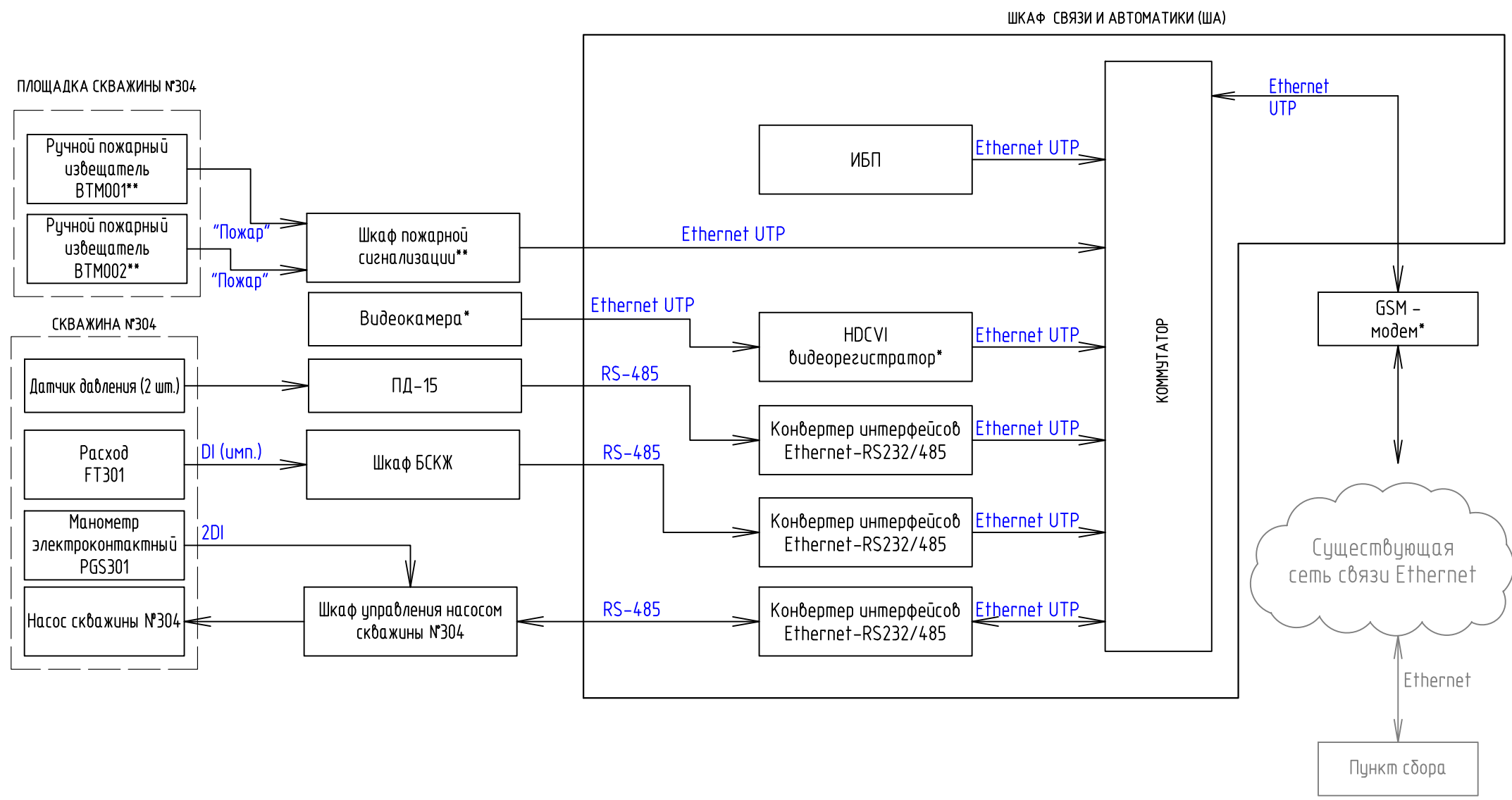
Изм. №1  
10/07-ИОС7

Подпись и дата

Взам. инб.Н

M 1:500

21054-ИОС7						Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Лукина Л.А.			<i>Лукина</i>	12.01.22		Р	4	
Рук. сектора	Халикова С.Н.			<i>Халикова</i>	12.01.22				
Нач. отдела	Гуренко Д.В.			<i>Гуренко</i>	12.01.22	План расположения оборудования и трубопроводов. Способ эксплуатации ШВН			
Н. контроль	Халикова С.Н.			<i>Халикова</i>	12.01.22	ООО НИПППД "Недра"			
ГИП	Пурков А.В.			<i>Пурков</i>	12.01.22	Формат А2			



ПРИМЕЧАНИЯ

- \* - оборудование учтено разделом 21054-ИОС5.
  - \*\* - оборудование учтено разделом 21054-ПБ
- DI - дискретный входной сигнал;  
DO - дискретный выходной сигнал;  
RS-485 - линии передачи данных, протокол Modbus;  
Ethernet UTP - сеть Ethernet, построенная на основе кабеля типа "витая пара".  
Ethernet OF - сеть Ethernet, построенная на основе оптоволоконного кабеля.
  - Все оборудование, кроме указанного, устанавливается на I этапе.

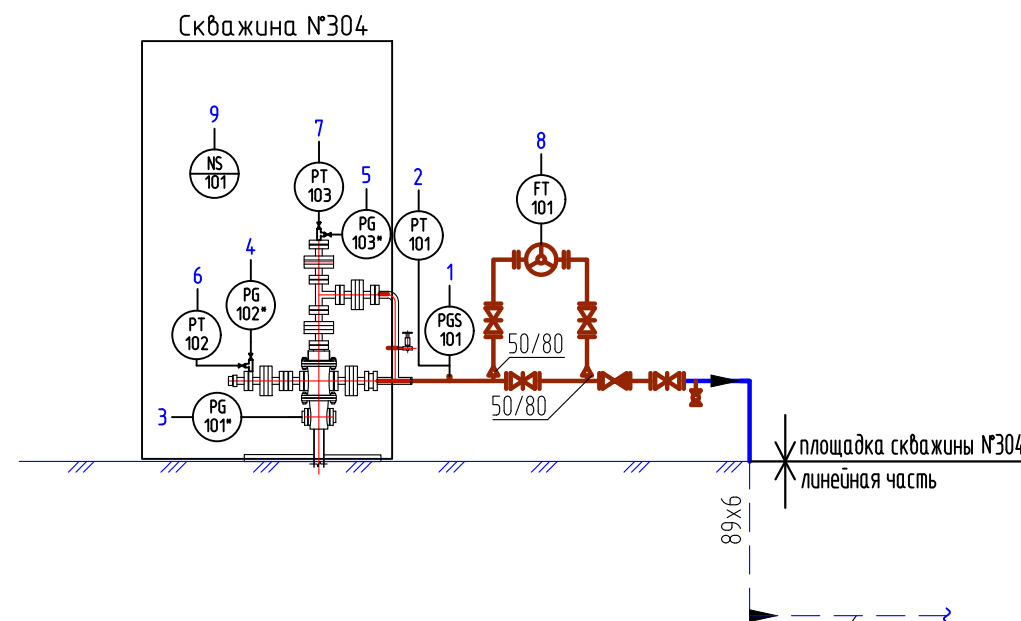
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						21054-ИОС7			
						Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения	Стандия	Лист	Листов
Разработал				Лукина Л.А.	12.01.22		Р	5	
Рук. сектора				Халикова С.Н.	12.01.22				
Нач. отдела				Гуренко Д.В.	12.01.22				
Н. контроль				Халикова С.Н.	12.01.22	Схема структурная системы автоматизации			ООО НИПППД "Недра"
ГИП				Пупков А.В.	12.01.22				



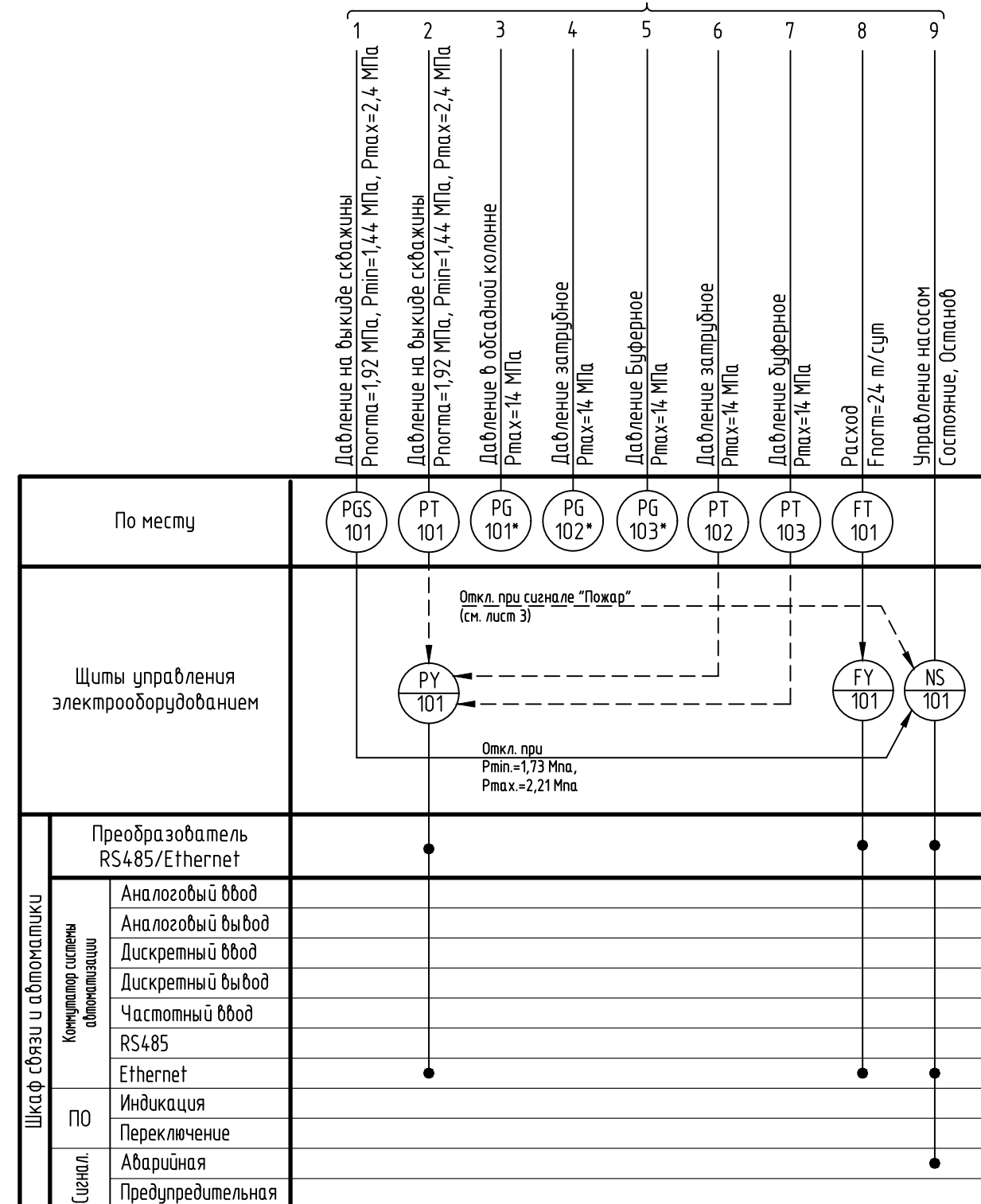
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИБОРОВ КИПиА (начало)

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
<u>Скважина №304</u>			
PG101*, PG102*, PG103*	Манометр показывающий	3	комплектно с устьевой арматурой скважины
PGS101	Электроконтактный манометр, P <sub>погт</sub> =0,75 МПа, P <sub>мин</sub> =0,1 МПа, P <sub>max</sub> =1,6 МПа	1	
PT101	Датчик давления ИВЭ-50-Э-ДИ-03-1,0-2,5МПа-ЦР-А	1	
PT102	Датчик давления ИВЭ-50-Э-ДИ-03-1,0-16,0МПа-ЦР-А	1	
PT103	Датчик давления ИВЭ-50-Э-ДИ-03-1,0-16,0МПа-ЦР-А	1	
PY101	Модуль передачи данных ПД-15	1	
FT101	Расходомер	1	
FY101	Вторичный преобразователь расхода БЭСКЖ-2М13	1	
NS101	Шкаф управления насосом скважины	1	см. 21054-ИОС1



Выкидной нефтепровод  
"Площадка скв. 304 - т.вр. в нефтепровод "Скважина №50 - ПСН Беляевского нефтяного месторождения".  
См. том 20004-ТКР, 20004-ППО

Скважина №304



УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Выкидной трубопровод	— — — — —
Нефтегазопровод	— Н —
Трубопровод надземный	—————
Трубопровод подземный	- - - - -
Направление потока	▶
Кран шаровый	⊘
Задвижка	⊞
Клапан обратный	⊞
Переход (изменение диаметра трубопровода)	◁
Преобразователь расхода жидкости	⊞
Электроконтактный манометр	⊞
Показывающий манометр	⊞
Датчик давления	⊞
Расходомер	⊞

ПРИМЕЧАНИЕ

\* - комплектно с технологическим оборудованием.

21054-ИОС7

Обустройство скважины №304  
Южно-Беляевского месторождения

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Часть 5 (Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения)	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Лукина Л.А.		<i>[Signature]</i>	12.01.22				
Рук.сектора		Халикова С.Н.		<i>[Signature]</i>	12.01.22				
Нач.отдела		Гуренко Д.В.		<i>[Signature]</i>	12.01.22				
Н. контроль		Халикова С.Н.		<i>[Signature]</i>	12.01.22	Схема функциональная системы автоматизации. Способ эксплуатации ЭЦН	ООО НИПППД "Недра"		
ГИП		Пупков А.В.		<i>[Signature]</i>	12.01.22				

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



ПЕРЕЧЕНЬ ПРИБОРОВ КИПУА (начало)

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
<u>Скважина №304</u>			
PG101*, PG102*	Манометр показывающий	2	комплектно с устьевой арматурой скважины
PGS101	Электроконтактный манометр, P <sub>ногта</sub> =0,75 МПа, P <sub>min</sub> =0,1 МПа, P <sub>max</sub> =1,6 МПа	1	
PT101	Датчик давления ИВЭ-50-3-ДИ-03-1,0-2,5МПа-ЦР-А	1	
PT102	Датчик давления ИВЭ-50-3-ДИ-03-1,0-16,0МПа-ЦР-А	1	
PY101	Модуль передачи данных ПД-15	1	
FT101	Расходомер	1	
FY101	Шкаф вторичного преобразователь расхода	1	
NS101	Шкаф управления насосом скважины	1	см. 21054-ИОС1

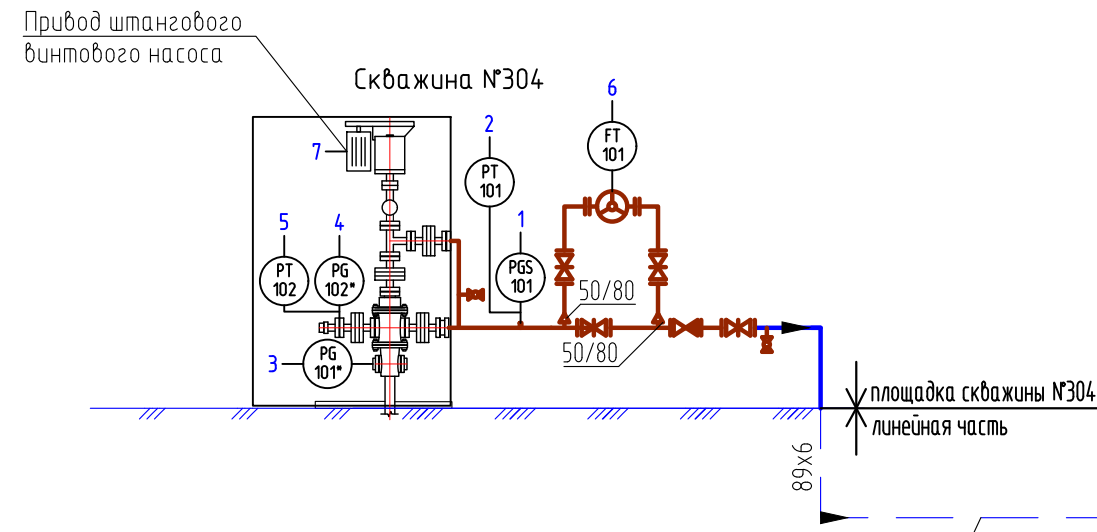
УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Выкидной трубопровод	
Нефтегазопровод	
Трубопровод надземный	
Трубопровод подземный	
Направление потока	
Кран шаровый	
Задвижка	
Клапан обратный	
Переход (изменение диаметра трубопровода)	
Преобразователь расхода жидкости	
Электроконтактный манометр	
Показывающий манометр	
Датчик давления	
Расходомер	

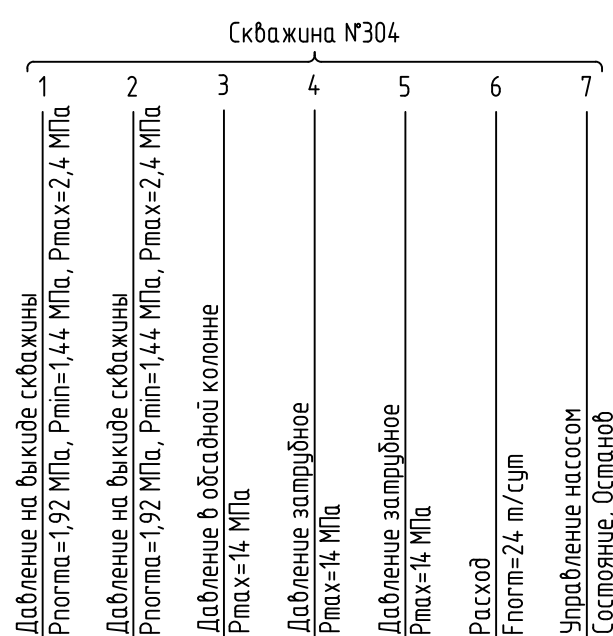
ПРИМЕЧАНИЕ

\* - комплектно с технологическим оборудованием.

21054-ИОС7						
Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разработал		Лукина Л.А.			12.01.22	
Рук.сектора		Халикова С.Н.			12.01.22	
Нач.отдела		Гуренко Д.В.			12.01.22	
Н. контроль		Халикова С.Н.			12.01.22	
ГИП		Пупков А.В.			12.01.22	
Часть 5 Спецификации инженерного оборудования, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Книга 7. Технологические решения				Стадия	Лист	Листов
Схема функциональная системы автоматизации. Способ эксплуатации ШВН				Р	7	
ООО НИПППД "Недра"						



Выкидной нефтепровод "Площадка скв. 304 - т.вр. в нефтепровод "Скважина №50 - ПСН Беляевского нефтяного месторождения". См. том 20004-ТКР, 20004-ППО



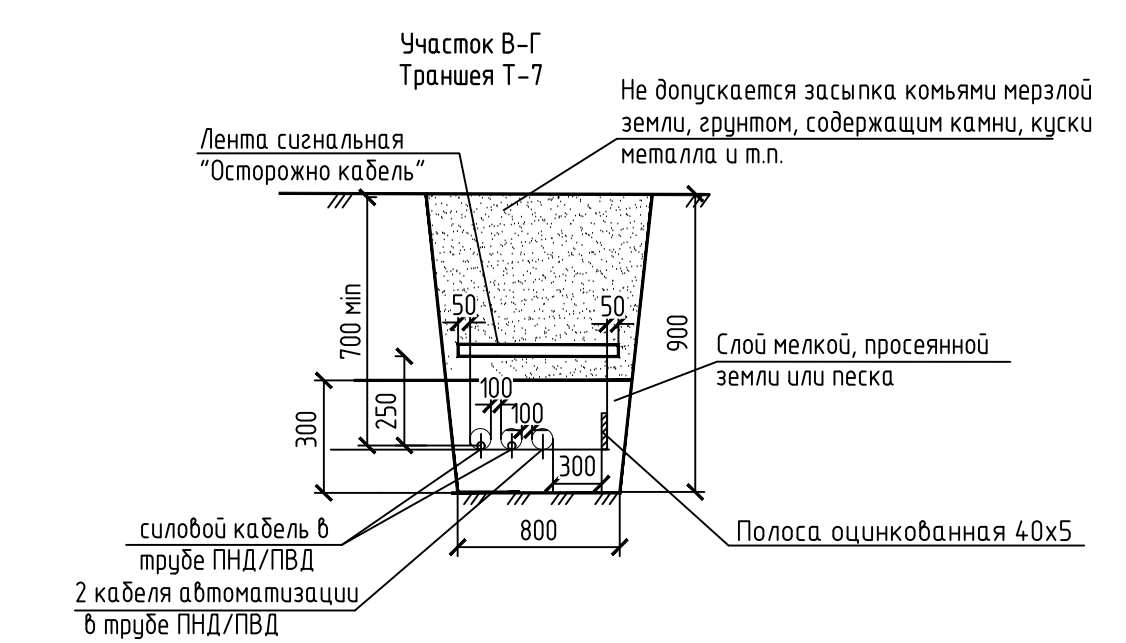
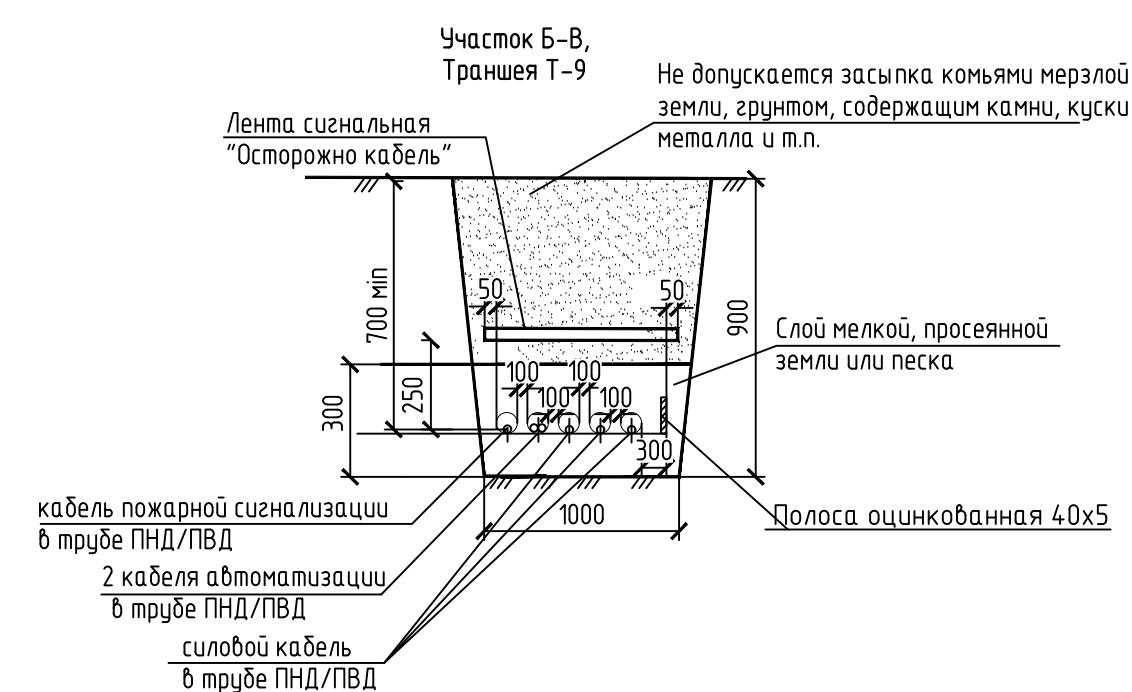
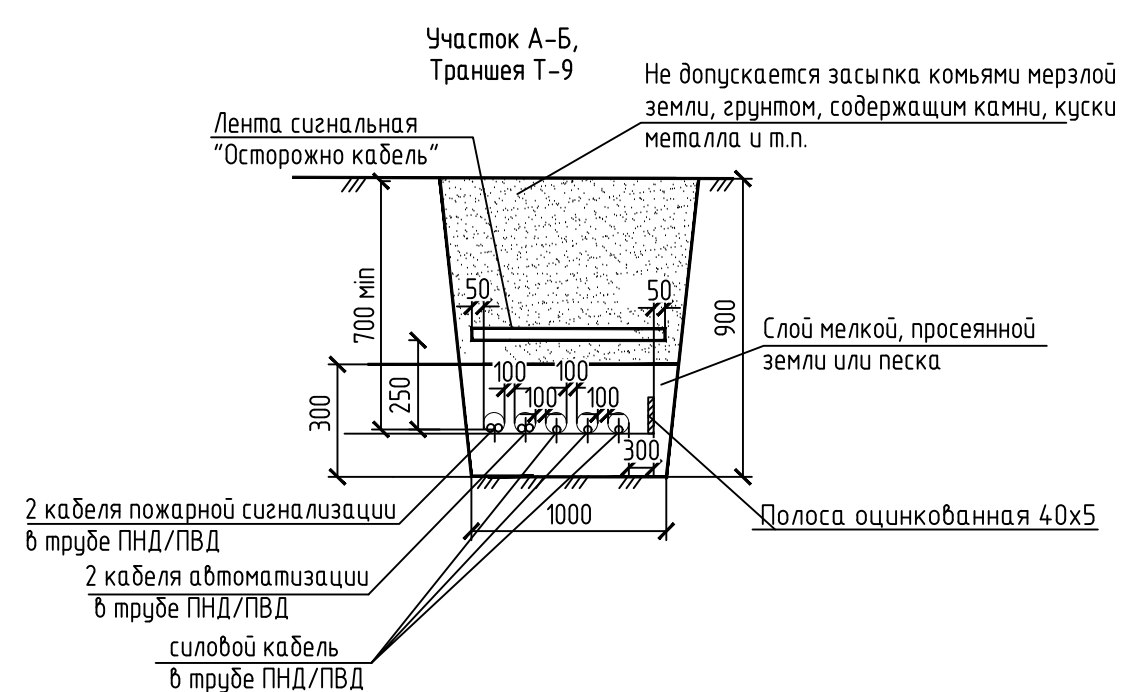
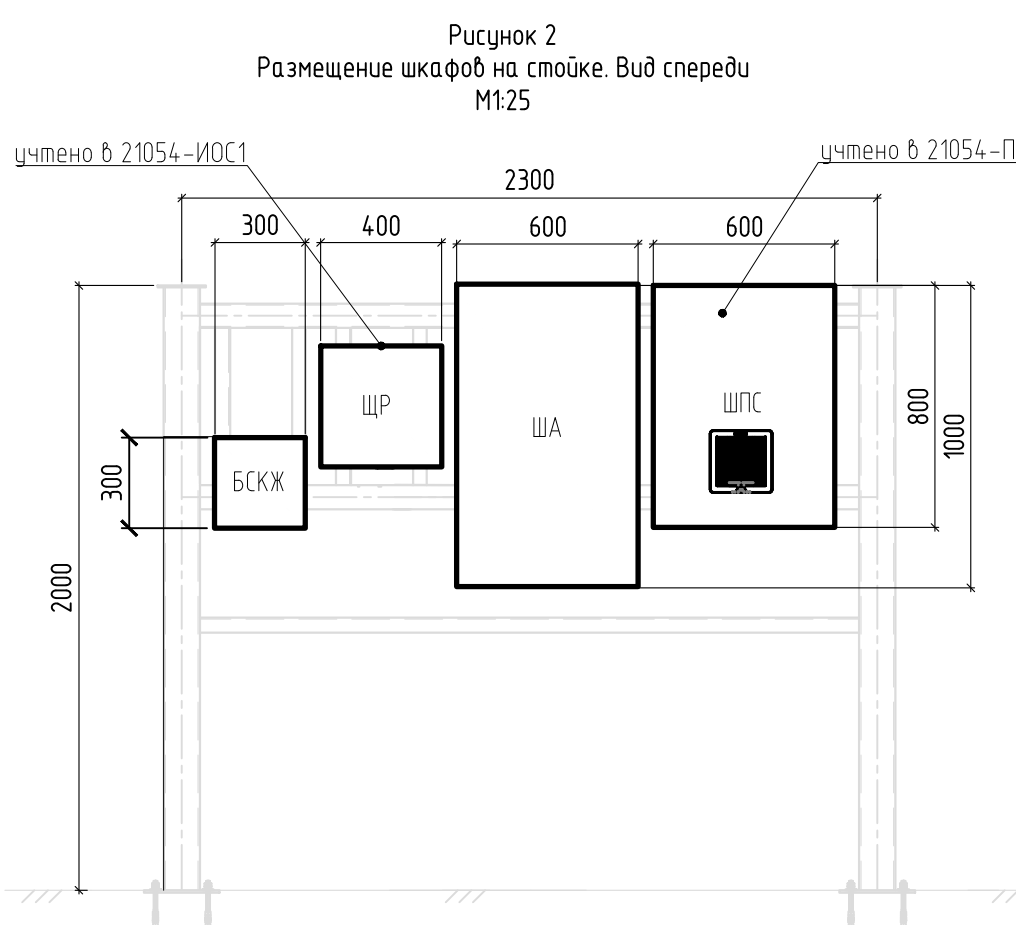
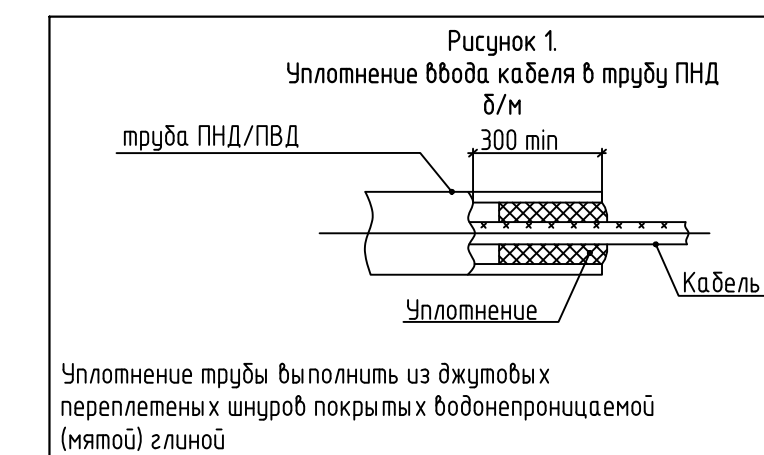
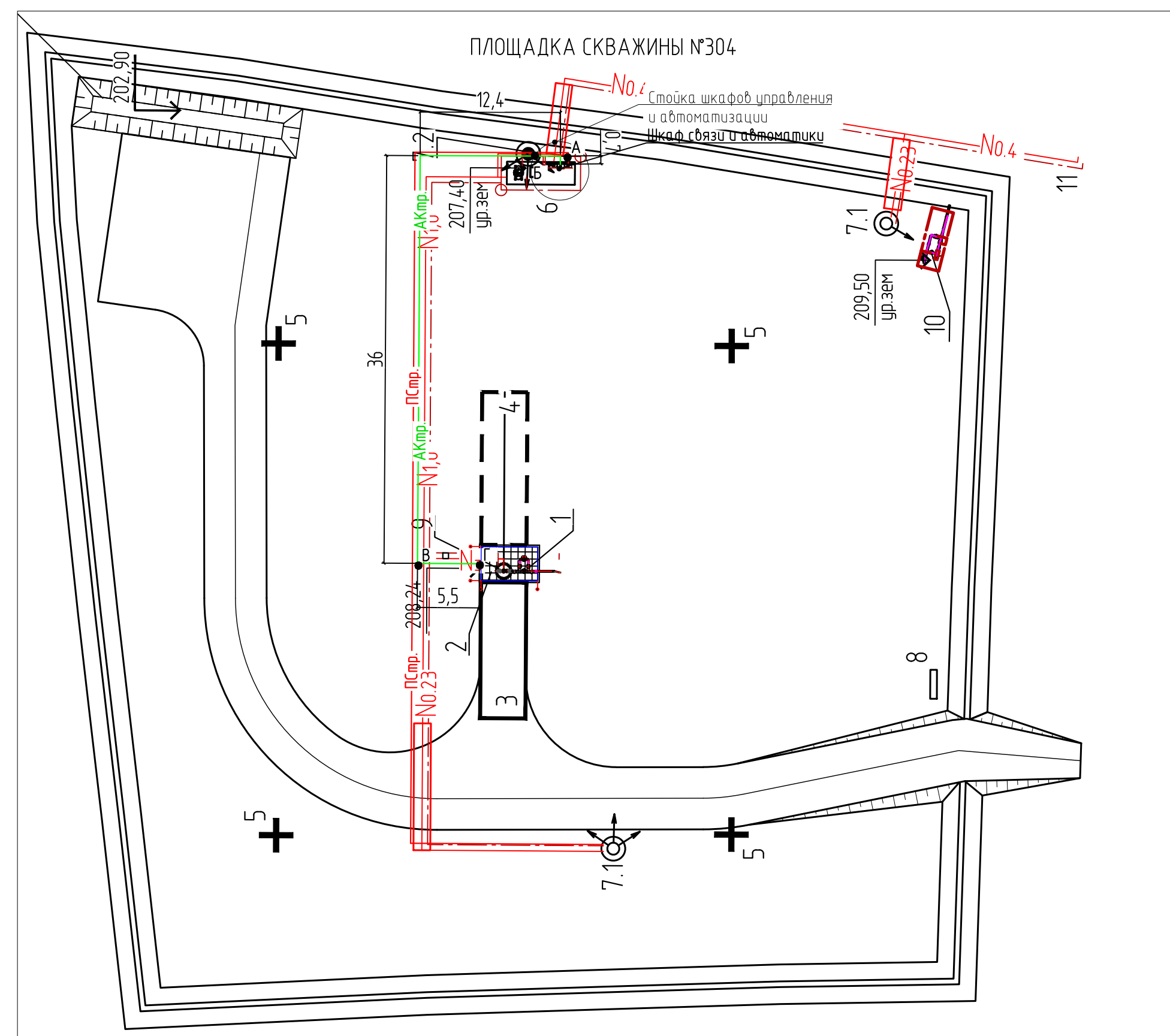
По месту	PGS 101	PT 101	PG 101*	PG 102*	PT 102	FT 101
Щиты управления электрооборудованием, устройства передачи данных						
Шкаф связи и автоматики	Преобразователь RS485/Ethernet					
	Аналоговый ввод					
	Аналоговый вывод					
	Дискретный ввод					
	Дискретный вывод					
ПО	Частотный ввод					
	RS485					
	Ethernet					
Сигнал.	Индикация					
	Переключение					
	Аварийная					
	Предупредительная					

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

Номер на плане	Наименование	Кол.	Примечание
	Проектируемые:		
1	Обвязка скважины №304 ШВН	1	
2	Приустевая площадка	1	
3	Место установки агрегата для подземного ремонта скважин	1	
4	Место установки инвентарных мастков для труб	1	
5	Якорь	4	
6	Площадка электрооборудования	1	
	Существующие:		
7	Устье скважины	1	
8	Камера запуска ОУ	1	см. 20004-Н
9	Трансформаторная подстанция (ТП)	1	

УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ИЗОБРАЖЕНИЯ

Наименование	Обозначение
Кабели пожарной сигнализации, прокладываемые в трубе ПНД/ПВД в траншее (см. там 21054-ПБ "Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности")	— ПСтр —
Силовые кабели на напряжение 0,4 кВ, прокладываемые в трубе ПНД/ПВД в траншее	— Нстр —
Кабели системы автоматизации, прокладываемые в траншее в трубе	— АКтр —



- Примечания
- Кабели КИПиА проложить в траншее в двустенной гофрированной трубе согласно разрезам.
  - При прокладке кабелей в траншее расстояние между силовым кабелем и кабелями автоматизации выдержать не менее 200 мм.
  - При выходе кабелей из траншеи к электрооборудованию предусмотрена их защита на высоту до 2 м.
  - Место ввода уплотнить джутовыми переплетенными шнурами покрытыми водонепроницаемой (мятой) глиной в соответствии с Рис. 1
  - Пересечения кабелей с подземными коммуникациями выполнять в трубах ПНД. При пересечении кабеля с проектируемым нефтепроводом, расстояние в свету между ними должно быть не менее 0,25 м
  - Для идентификации кабелей КИПиА в траншею укладывается сигнальная лента согласно разрезам.
  - Шкаф связи и автоматики (ША), а также шкаф БСКЖ размещается совместно на стойке со шкафами управления насосом скважины №304 (см. марку ЭМ) в соответствии с Рис. 2.

21054-ИОС7				
Обустройство скважины №304 Южно-Беляевского месторождения				
Изм.	Кол.уч.	Лист	из док.	Подпись
Разработал	Лукина Л.А.	12.01.22		
Рук. сектора	Халикова С.Н.	12.01.22		
Нач. отдела	Гиренко Д.В.	12.01.22		
Н. контроль	Халикова С.Н.	12.01.22		
ГИП	Пущков А.В.	12.01.22		
Часть 5 (подвоя) инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержащий текстовые и графические материалы, необходимые для выполнения работ.			Страница	Лист
			Р	8
План кабельных трасс. Способ эксплуатации ЭЦН			000 НИПНППД "Недра"	



