



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважины №1
Новолекаревского месторождения
Залесского участка недр**

Проектная документация

Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта"

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

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 2 "Автоматизация комплексная"

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02

Том 4.5.7.2



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважины №1
Новолекаревского месторождения
Залесского участка недр**

Проектная документация

**Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта"**

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

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 2 "Автоматизация комплексная"

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02

Том 4.5.7.2

Заместитель Генерального Директора

А.Ю. Чунарев

Главный инженер проекта

С.Л. Понасенко




2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-С	Содержание тома 4.5.7.2	
022.1-П-185.000.000-СП	Состав проектной документации	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ	Текстовая часть	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-001	Функциональная схема автоматизации	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-002	Структурная схема	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-003	План расположения кабельных проводок	

Инв. № подл.	Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-С		
									Стадия	Лист	Листов
	Разраб.		Филатова		<i>ФФ</i>	03.23			П		1
	Проверил		Рошка		<i>Рошка</i>	03.23			ООО «СВЗК»		
	Н. контр.		Шешунова		<i>ШШ</i>	03.23			Содержание тома 4.5.7.2		
	ГИП		Понасенко		<i>П</i>	03.23					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка»
022.1-П-185.000.000-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата					022.1-П-185.000.000-СП	Стадия	Лист	Листов
	Взам. инв. №								
Инв. № подл.	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Состав проектной документации	П	1	
	Разраб.	Понасенко			03.23		ООО «СВЗК»		
	Проверил	Кузнецов			03.23				
	ГИП	Понасенко			03.23				

1 Исходные данные

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании:

- технических требований на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр»;
- решений, принятых в технологической части проекта;
- решений, принятых в электротехнической части проекта.

Проектные решения в части безопасности эксплуатации системы и ее составных частей выполнены в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Постановление Правительства Российской Федерации №87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008г. № 123–ФЗ;
- СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85»;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС «Основные требования к проектной и рабочей документации»
- ГОСТ 21.208-2013 СПДС «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования»;
- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические»;
- СП 6.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ПУЭ (2-е, 7-е издание) «Правила устройства электроустановок»;
- ПТЭЭ «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»
- ГОСТ 14254-15 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

2 Объекты и объемы автоматизации и телемеханизации

Настоящей проектной документацией предусматриваются пункты сбора информации, контролируемый пункт (КП) телемеханики, расположенный на площадке скважины № 1 Новолекаревского месторождения;

Существующее оборудование ЦДНГ АО «Оренбургнефть» имеет возможность для подключения проектируемых КП. Настоящим проектом дооснащение данного КП средствами автоматизации и телемеханизации также не предусматривается.

2.1 Объекты автоматизации и телемеханизации

В настоящем проекте рассматриваются вопросы автоматизации и телемеханизации следующих объектов:

- приустьевая площадка проектируемой нефтяной скважины (1 шт.);
- станция управления ЭЦН скважины (1 шт.);
- шкаф ОПС (1 шт.);
- аппаратный блок АГЗУ-101 (1 шт.);
- установка дозирования реагента СУДР-1;

Объем контроля и автоматизации проектируемых сооружений принят в соответствии с требованиями нормативных документов и обеспечивает работу объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования.

В соответствии с техническими требованиями на проектирование, настоящим проектом предусматривается шкафы телемеханики (КИПиА) в которых устанавливается необходимое оборудование, на площадке скважины шкаф устанавливается в непосредственной близости к площадке станции управления.

2.2 Объемы автоматизации и телемеханизации

2.2.1 Площадка скважины

Схема автоматизации приведена на листе 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-002.

Технические средства объектов автоматизации обеспечивают:

- измерение температуры нефти в выкидном трубопроводе на устье скважины;
- измерение давления нефти (в буферном пространстве, в затрубном пространстве, в выкидном трубопроводе) на устье скважины;
- измерение давления нефти в выкидном трубопроводе в точке подключения к проектируемой измерительной установке;
- телеизмерение давления нефти (в буферном пространстве, в затрубном пространстве, в выкидном трубопроводе) на устье скважины;
- передачу данных от станции управления ЭЦН в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем.
- телеизмерение уровня дозрывоопасной концентрации от 20 % НПВ около устья скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 1 (20 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию превышения уровня дозрывоопасной концентрации порог 2 (50 % НПВ) на площадке скважины;
- телесигнализацию отказ датчика загазованности на площадке скважины;
- передачу данных от шкафа КИПиА в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ

Лист

3

2.2.2 Станция управления ЭЦН

Станция управления ЭЦН является изделием полной заводской готовности и поставляется с собственными системами контроля и управления. Автоматизация выполняется в строгом соответствии с Едиными техническими требованиями (ЕТТ) Заказчика П1-01.05 М-0005.

Технические средства объектов автоматизации обеспечивают:

- отключение станции управления при повышении и понижении давления в выкидном трубопроводе на устье скважины;
- отключение станции управления при достижении порога 2 (50 % НПВ) загазованности на площадке нефтяной скважины.
- телесигнализацию повышения и понижения давления нефти в выкидном трубопроводе на устье скважины;
- телесигнализацию состояния ЭЦН скважины (вкл/выкл);
- телесигнализацию несанкционированного доступа к станции управления;
- передачу данных от станции управления по интерфейсу RS-485 в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем.

2.2.3 Шкаф телемеханики (КИПиА)

Схема структурная с организацией каналов связи на верхний уровень управления приведена на листе 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-001.

Шкаф телемеханики представляет собой комплектный отдельно установленный шкаф КИПиА для скважин.

Технические средства объектов автоматизации обеспечивают:

- телесигнализацию несанкционированного доступа к шкафу КИПиА;
- телесигнализацию исчезновения основного питания в шкафу КИПиА;
- телесигнализацию разряда аккумуляторной батареи в шкафу КИПиА;
- сбор, обработку, передачу, регистрацию извещений с оборудования; передачу данных по защищенному протоколу обмена, по каналу связи между оборудованием.

2.2.4 Шкаф охранно-пожарный (ОПС)

Схема структурная комплекса технических средств автоматической охранно-пожарной сигнализации приведена в томе 022.1-П-185.000.000-ПБ

Шкаф автоматической охранно-пожарной сигнализации представляет собой отдельно стоящий шкаф уличного исполнения. Система ОПС обеспечивает:

- сбор, обработку, передачу по каналу GSM, отображение и регистрацию извещений о состоянии шлейфов охранной и пожарной сигнализации автоматических систем охранной и пожарной сигнализации;
- передача в ИУС «Регион» информационного сигнала.

2.2.5 Аппаратурный блок АГЗУ-101

Аппаратурный блок АГЗУ-101 является изделием полной заводской готовности и поставляется с собственными системами контроля и управления.

Технические средства объектов автоматизации обеспечивают:

- измерение давления нефти на входном трубопроводе от скважины №1 и выходном трубопроводе АГЗУ;
- передачу данных от станции управления по интерфейсу RS-485 в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем.

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

						022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2.2.6 Установка дозирования реагента СУДР-1

Установка дозирования реагента СУДР-1 является изделием полной заводской готовности и поставляется с собственными системами контроля и управления.

Технические средства объектов автоматизации обеспечивают:

- передачу данных от станции управления по интерфейсу RS-485 в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

3 Структура контроля и управления

Схема структурная комплекса автоматизации приведена на листе: 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-Ч-001.

Для сбора информации о состоянии контролируемых объектов, телеуправления и передачи данных на верхний уровень на площадке скважины организуется контролируемый пункт (КП) – шкаф КИПиА, построенные на базе контроллера телемеханики. Контроллер предназначен для работы в режиме стандартного обмена по протоколу ModBus-RTU в качестве подчиненного (slave) устройства. Терминальный контроллер осуществляет преобразование информации, поступающей от датчиков с аналоговыми, дискретными и цифровыми выходными сигналами.

С помощью данных КП осуществляется подключение объектов автоматизации к автоматизированной системе диспетчерского контроля и управления (АСДУ) АО «Оренбургнефть» (центр сбора и обработки информации), построенной на базе действующей системы телемеханики АСУ ТП «Регион 4.0» в соответствии с техническими требованиями на проектирование.

Станция управления ЭЦН, устьевой блок подачи реагента являются изделиями полной заводской готовности и поставляются в комплекте с локальной системой управления на базе промышленных программируемых логических контроллеров (ПЛК).

Передача данных с ПЛК локальных систем управления (ЛСУ) блочно - модульного оборудования предусмотрена по дискретным каналам и последовательному интерфейсу RS 485 с поддержкой протоколов ModBus-RTU, в режиме «подчиненный» (slave) на контроллер телемеханики, через барьер искрозащиты, входящий в комплект поставки шкафа телемеханики.

Параметры контроля на скважине и управления СУ ЭЦН приведены в таблице параметров и блокировок, таблица 3.1.

Информация от датчиков избыточного давления передается по беспроводной сети на беспроводной шлюз. Информация от беспроводного шлюза, штатного контроллера станций управления по интерфейсу RS-485, а также от датчиков с дискретными сигналами поступает на контроллер, где происходит первичная обработка полученных данных.

Превышение уровня до взрывоопасной концентрации (ДВК) от 20 % НПВ контролируется датчиком контроля до взрывоопасной концентрации (ДВК). На площадке устья скважин устанавливается стационарный датчик.

Питание шкафов КИПиА напряжением ~220В, 50Гц предусматривается электротехнической частью проекта см. том 4.5.1.

Передача обработанных данных с площадок осуществляется по основному и резервному каналу связи в систему телемеханики АСУ ТП «Регион 4.0», на автоматизированное рабочее место оператора расположенного в административно-бытовом комплексе АБК проектируемого месторождения и на портал технической информации АО «Оренбургнефть». Решения по организации каналов связи и передаче данных см. том 4.5.5 «Сети связи».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Таблица 3.1 - Таблица параметров и блокировок

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Рабочий параметр			Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по включению, переключению и другому воздействию
			Норм.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.	Мин.	Макс.			
1	Буфурное давление на скважине	Беспроводной датчик давления (РТ)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	–	–	0,5 МПа	2,6 МПа	Сигнализация на пульте диспетчера		
	Затрубное давление на скважине	Беспроводной датчик давления (РТ)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	–	–	0,5 МПа	2,6 МПа	Сигнализация на пульте диспетчера		
	Линейное давление на скважине	Беспроводной датчик давления (РТА)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	0,45 МПа	2,7 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	Сигнализация на пульте диспетчера, автоматическое отключение ЭЦН скважины		
2	Давление буферное, затрубное, линейное на скважине	Местный датчик давления (РГ)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	–	–	–	–	Местное отображение параметров		
3	Температура нефти в выкидном трубопроводе на скважине	Местный датчик температуры (ТГ)	Температура	0°С	40°С	–	–	–	–	Местное отображение параметров.		
4	Измерение и сигнализация дозрывоопасной концентрации на площадке устья скважины	Местный индикатор (QTA)	Концентрация	–	–	–	50%	–	20%	Сигнализация на пульте диспетчера при 20%, автоматическое отключение ЭЦН скважины при 50%		
5	Давление нефти на входном трубопроводе в АГЗУ от скважины №1	Местный датчик давления (РГ)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	–	–	–	–	Местное отображение параметров		
6	Давление нефти на выходном трубопроводе нефти от АГЗУ	Местный датчик давления (РГ)	1,6 МПа	0,5 МПа	2,6 МПа	–	–	–	–	Местное отображение параметров		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

4 Приборы и средства автоматизации

В проекте предусматриваются приборы, серийного изготовления. Приборы, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывобезопасное исполнение согласно классу взрывоопасной зоны.

Климатическое исполнение всех первичных преобразователей, местных приборов и аппаратуры выбрано с учетом климатической зоны, характеризующейся абсолютной температурой от минус 45°C до +45°C в течение года. Исполнение по защите от влаги и пыли для всего оборудования, устанавливаемого на открытых площадках, выбрано не менее IP65, для оборудования, устанавливаемого в помещениях – не ниже IP42.

Температуру нефти (по месту) в выкидном трубопроводе устья проектируемой скважины предусматривается контролировать с помощью технического жидкостного термометра.

Контроль давления нефти (по месту) в точке подключения выкидного трубопровода к измерительной установке предусматривается контролировать с помощью технических манометров показывающих коррозионностойких с пределом измерения до 4 МПа.

Контроль давления нефти в выкидном трубопроводе, буферном и затрубном пространстве устья проектируемых скважин предусматривается контролировать с помощью беспроводных взрывозащищенных преобразователей давления, передающих данные по цифровому беспроводному протоколу на беспроводной шлюз, устанавливаемый в невзрывоопасной зоне в непосредственной близости от шкафа КИПиА. работоспособность в диапазоне температуры окружающей среды от минус 45°C до плюс 50°C, предел измерения до 4 МПа.

Концентрацию H₂S на площадке устьевого арматуры предусматривается контролировать с помощью беспроводного взрывозащищенного газоанализатора. Питание беспроводного газоанализатора осуществляется от встроенного модуля питания. Замена модуля питания может осуществляться во взрывоопасной зоне.

Первичные датчики и местные показывающие приборы КИПиА устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, закладные конструкции для их монтажа предусмотрены технологической частью проекта, и типовой обвязкой фонтанной арматуры.

Все приборы и датчики, устанавливаемые вне шкафов и помещений, предусматриваются со степенью защиты от пыли и влаги не ниже IP65 (по ГОСТ 14254-2015). Контрольно-измерительные приборы должны иметь сертификаты Федерального Агентства по техническому Регулированию и Метрологии об их признании в качестве средств измерения и о занесении в Государственный реестр средств измерений. Во взрывоопасных зонах установлены приборы во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны. Взрывозащищенные датчики должны иметь свидетельство о взрывозащищенности.

На площадке станции управления устанавливается шкаф КИПиА с контроллером телемеханики. Конструктивно шкаф телемеханики представляет собой струезащищенный шкаф с запираемой на механический замок дверцей.

Шкаф КИПиА поставляется полной заводской готовности. В комплект поставки входит следующее оборудование: микроконтроллер, блоки питания, аккумуляторная батарея, барьер искрозащиты, разветвитель интерфейса RS-485, радиомодем, модуль связи GSM/GPRS, обогреватель, термостат (для контроля, регулирования температуры). Режим работы контроллера – непрерывный, круглосуточный для эксплуатации на открытом воздухе.

Барьер искрозащиты контроллера предназначен для ограничения тока и напряжения со стороны подключенной внешней линии интерфейса RS485.

Радиомодем и беспроводной модуль связи GSM/GPRS предназначены для передачи данных на верхний уровень по основному и резервному каналам связи.

Блоки питания контроллера предназначены для обеспечения питания оборудования, входящего в комплект поставки контроллера, напряжением ~220В, 50Гц, 24В пост. тока, 12В пост. тока.

Время непрерывной работы от аккумуляторной батареи контроллера составляет не менее одного часа.

Питание контроллера телемеханики осуществляется от сети переменного тока, напряжением 220В, частотой 50 Гц от комплектных трансформаторных подстанций КТП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист
										8

Подключение к источнику питания предусматриваются электротехнической частью проекта см. том 4.5.1.

В шкафах КИПиА предусматривается контроль исчезновения внешнего сетевого питания, контроль разряда аккумуляторной батареи, контроль несанкционированного доступа с помощью средств, поставляемых комплектно с контроллером телемеханики.

Шкаф КИПиА предусматривается установить на площадке станции управления.

В станции управления ЭЦН скважин предусматривается контроль несанкционированного доступа в силовой шкаф СУ с помощью извещателя охранного магнитоконтактного.

Беспроводной шлюз, предназначен для сбора данных с беспроводных датчиков давления и интеграции этих данных в контроллер телемеханики (Шкаф КИПиА). Беспроводной шлюз предусматривается установить на стойке шкафа КИПиА.

Питание беспроводного шлюза напряжением 24В пост. тока осуществляется от блока питания контроллера телемеханики.

Питание беспроводных датчиков давления осуществляется от встроенных искробезопасных модулей питания.

При вводе скважин в эксплуатацию увеличение численности эксплуатационного персонала не требуется, ввиду чего нет необходимости в дополнительном обеспечении рабочих индивидуальными газоанализаторами.

Для контроля и измерения параметров применяются технические средства автоматизации, приведенные в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Технические средства автоматизации

Обозначение	Технологический параметр	Средство измерения
TG	Температура нефти (по месту) в выкидном трубопроводе от устья скважины	Термометр
PG	Измерение (по месту) буферного, затрубного, линейного давления нефти на устье скважины, выкидном трубопроводе, в точке подключения к ИУ	Манометр
PT	Контроль (дистанционно) буферного, затрубного, давления нефти в устье скважины	Беспроводной взрывозащищенный преобразователь давления. Выходной сигнал – WireleessHART.
PTA	Контроль (дистанционно) линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья скважины	Беспроводной взрывозащищенный преобразователь давления. Выходной сигнал – WireleessHART.
QTA	Измерение и сигнализация дозрывоопасной концентрации от 20 %НПВ на площадке устья скважины	Газоанализатор электрохимический. Диапазон измерения 0 - 100 %. (порог 1, порог 2, отказ). Гальванически развязанный от цепи питания. Степень защиты не менее IP65. Стационарный.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

5 Основные решения по сетям контроля и автоматизации

Прокладка кабельных сетей осуществляется кабелями не распространяющими горение при групповой прокладке (исполнение - нг(А)-LS). По технологическим площадка прокладка кабеля осуществляется в водогазопроводных трубах по кабельным конструкциям и в подстилающем слое площадки на глубине 0,2 м.

Межплощадочные сети КИПиА прокладываются по проектируемым кабельным конструкциям в металлических лотках с крышкой с учетом отдельной прокладки цепей различного назначения. Вводы и выходы защищаются металлорукавом и стальной водогазопроводной трубой.

Давление нефти (дистанционно) в буферной линии, затрубе и выкидном трубопроводе от устья добывающей скважины предусматривается контролировать с помощью беспроводных взрывозащищенных преобразователей давления. Показания беспроводных преобразователей давления передаются на беспроводной шлюз по радиоканалу.

Концентрацию H₂S на площадке устьевого арматуры предусматривается контролировать с помощью беспроводного взрывозащищенного газоанализатора. Показания беспроводного газоанализатора передаются на беспроводной шлюз по радиоканалу.

В соответствии с действующими нормами и инструкциями проектом предусмотрено выполнение соответствующих мероприятий для обеспечения безопасности при строительстве и эксплуатации объекта.

Безопасность персонала, обслуживающего оборудование автоматизации, обеспечивается:

- заземлением всех металлоконструкций, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением в результате аварии в электрических цепях;
- размещением оборудования в блоке контроля и управления с обеспечением свободного доступа к нему и безопасности при его монтаже и эксплуатации;
- применением индивидуальных защитных средств;
- заземлением экранов кабелей.

Работы по установке, вводу в эксплуатацию, компоновке и техобслуживанию средств автоматизации должны выполняться только специализированным персоналом с соответствующей профессиональной подготовкой.

Монтаж приборов, средств связи и кабелей снижения, а также работы по профилактике и эксплуатации следует производить в соответствии с требованиями ПУЭ, ВСН332-74 и СП 77.13330.2016, согласно нормам и типовым решениям ассоциации "Монтажавтоматика", в соответствии с технической документацией на аппаратуру и с соблюдением правил техники безопасности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ			

6 Заземление

Электрооборудование на месте монтажа должно быть защищено от статического электричества в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности». Заземление выполнено в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Электрооборудование, защитные трубы для прокладки кабелей заземляются согласно ПУЭ

Корпуса приборов, устанавливаемых на трубопроводах, аппаратах и стойках, все электрооборудование, водогазопроводные трубы для защиты электропроводок в начале и конце электрических трасс присоединить к контуру защитного заземления, предусмотренному в электротехнической части проекта, или к защитному проводнику (РЕ-проводнику).

Экраны и металлическую броню кабелей трасс присоединить к контуру защитного заземления или к защитному проводнику (РЕ-проводнику) в одной точке (во взрывобезопасной зоне).

Шкаф КИПиА и ОПС наружного исполнения присоединить к контуру заземления, предусмотренному в электротехнической части проекта см. том 4.5.1. Присоединение выполнить стальной полосой 4x40.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

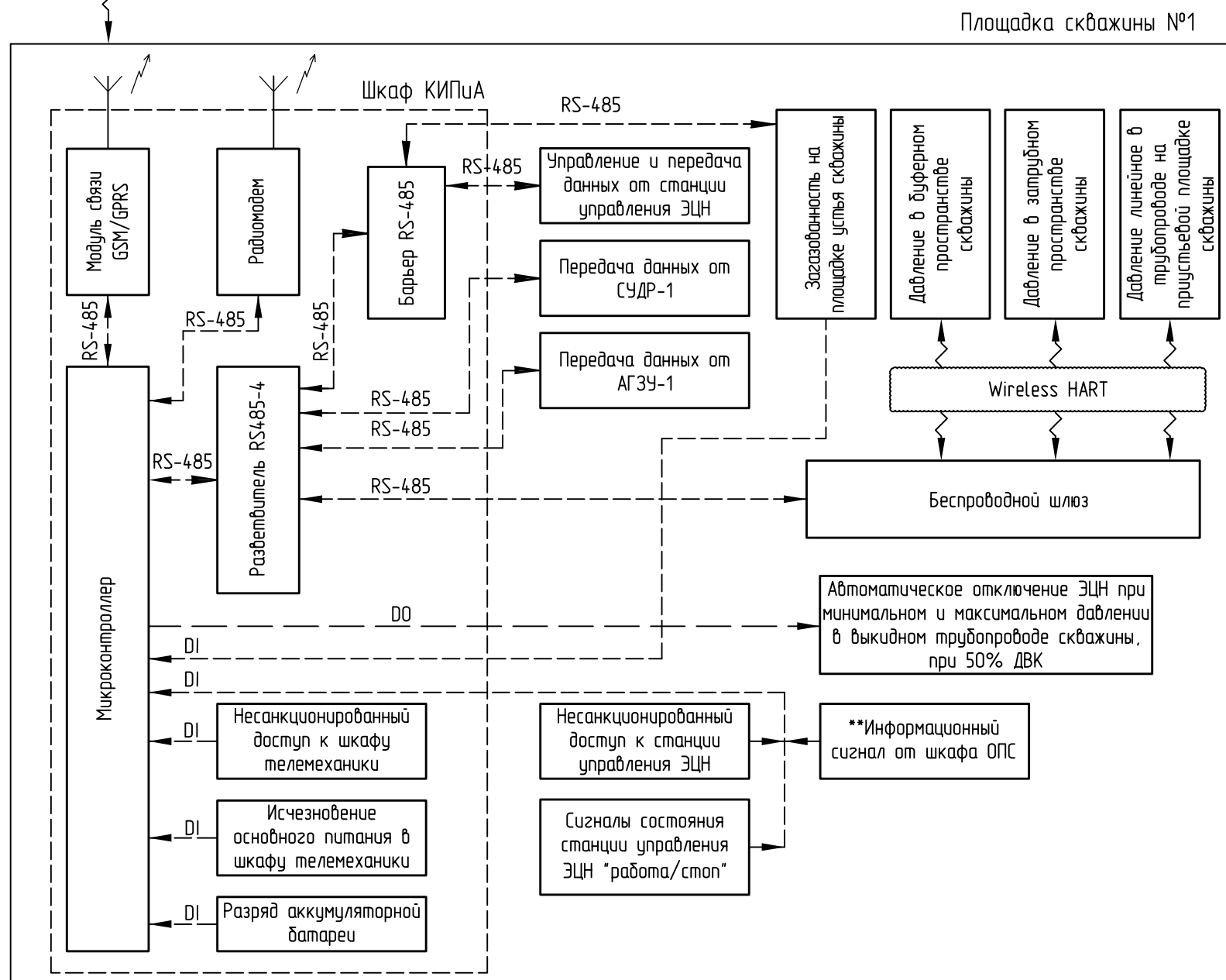
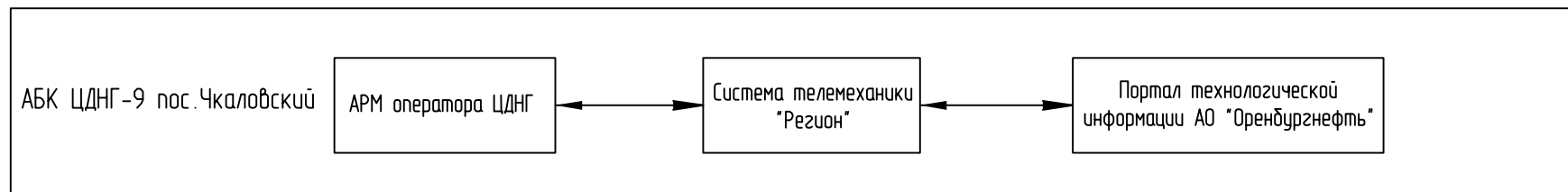
Изм. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-ТЧ

Лист

12



Согласовано

Взам. инв. N

Погр. и дата

Инв. N подл.

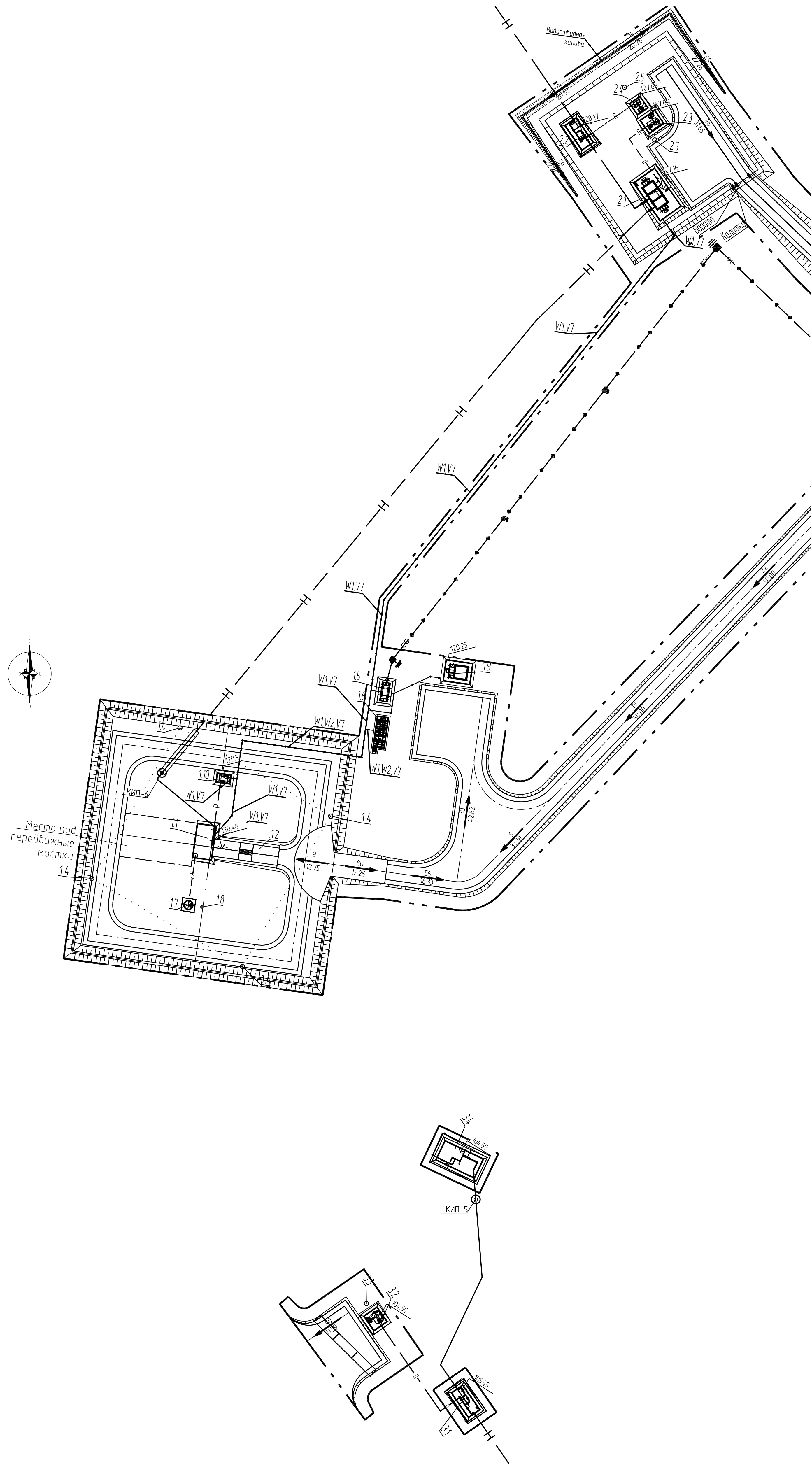
*Организацию каналов связи см. том 4.5.5.

**Информационный сигнал от шкафа ОПС (несанкционированный доступ в КТП).

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02-4-001					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Кузин			<i>[Signature]</i>	03.23
Проверил	Рошка			<i>[Signature]</i>	03.23
Нач. отдела	Филатова			<i>[Signature]</i>	03.23
Н.контроль	Шешунова			<i>[Signature]</i>	03.23
ГИП	Понасенко			<i>[Signature]</i>	03.23
Том 4.5.7.2 – Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений". Часть 7 "Технологические решения". Книга 2 "Автоматизация комплексная".					Стадия
Схема структурная					Лист
					Листов
					000 "СВЗК"

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые здания и сооружения. Площадка скважины №1	
1.1	Приустьевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины. 001	
1.2	Площадка под ремонтный агрегат. 002	
1.3	Не используется	
1.4	Якоря оттяжек (4 шт.)	
1.5	Площадка КТП. 303	
1.6	Площадка станции управления. 306	
1.7	Емкость производственно-дождевых стоков. 420	(ЕПДС-1)
1.8	Молниевод. 308	
1.9	Площадка аппаратного блока. 015.2	
1.10	Площадка скважинной установки дозирования реагентов СУДР	
	Проектируемые здания и сооружения. Площадка АГЗУ	
2.1	Площадка установки измерительной АГЗУ. 015.1	
2.2	Площадка узла пуска ОУ. 009	
2.3	Площадка дренажной емкости ДЕ-1. 006	
2.4	Площадка дренажной емкости ДЕ-2. 006	
2.5	Молниевод. 308	



- Проектируемые здания и сооружения
- Существующие здания и сооружения
- Проектируемые автодороги и подъезды
- Существующие автодороги
- Существующие откосы
- Проектируемые откосы
- Проектируемое ограждение
- Проектируемый нефтепровод
- Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)
- Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ (подземный)
- Проектируемый кабель КИПиА (подземный)
- Проектируемая сеть производственно-дождевой канализации

Имя, Инициалы	Подп. и дата	Векст. инв. №	Создано

022.1-П-185.000.000-И/05-07-02-4-003					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Кузин				03.23
Проверил	Рожка				03.23
Нач. отдела	Филатов				03.23
Н. контр.	Шешурова				03.23
ГИП	Павленко				03.23
План расположения кабельных пробок					000 "СВЗК"

1:500