

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ»



Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)			Номер документа 1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	
			Редакция: 05	Статус: IFC
Формат док-та: A4	Лист: 1 из 1	Дата редакции: 28.08.26	Номер документа подрядчика:	

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами

ТОМ 6.3

1971-ГВН-314400-5-ТР3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
05	-		28.08.26

Главный инженер

Н.П. Попов

Руководитель направления

А.А. Кимлык

Главный инженер проекта

А.С. Горев

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Файл 1971-ГВН-314400-5-ТР3-001-01_R05.docx

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ПРИМЕЧАНИЕ
1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	Содержание тома 6.3	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-СПД-001	Состав проектной документации	
1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Текстовая часть	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-002	Схема структурная АСУТП	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-003	Условные обозначения. Схема автоматизации функциональная	Изм.02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-004	Символы. Схема автоматизации функциональная	Изм.02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-005	Нагнетательная скважина Е1-12. Схема автоматизации функциональная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-006	Нагнетательная скважина Е1-14. Схема автоматизации функциональная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-007	Нагнетательная скважина Е1-23. Схема автоматизации функциональная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-008	Отработка на нефть нагнетательной скважины Е1-14. Схема автоматизации функциональная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-009	Добывающая скважина Е1-12. Схема автоматизации функциональная	Изм.02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-010	Добывающая скважина. Е1-25 Схема автоматизации функциональная	Изм.02,03,04, 05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-011	Подключение скважины Е1-25 эксплуатационному и замерному коллекторам. Схема автоматизации функциональная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-012	Система газовой сигнализации. Схема структурная	Изм.01,02,03,04,05 (Зам.)
1971-ГВН-314400-5-ТР3-013	План системы обнаружения пожара и газа	Изм.05 (Нов.)

						1971-ГВН-314400-5-ТРЗ-001			
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)			
05	-	Зам	-		28.08.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Задохин			28.08.26		Стадия	Лист	Листов
							П		1
Рук.направ.		Кимлык			28.08.26	Содержание тома 6.3	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н. контр.		Кимлык			28.08.26				
ГИП		Горев			28.08.26				

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ РЕДАКЦИЙ ДОКУМЕНТА

РЕД.	СТАТУС	ДАТА ВЫПУСКА	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ / ПОПРАВКАХ
05	IFC	28.08.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
04	IFC	22.06.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
03	IFC	03.06.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
02	IFC	22.04.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
01	IFC	04.02.26	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ
00	IFC	09.12.25	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

05	-	Зам	-	28.08.26	1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.			1

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела

Э.А. Задохин

Нормоконтролер

А.А. Кимлык

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
1.1 Цели, НАЗНАЧЕНИЕ и ОБЛАСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ.....	4
1.2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ	5
1.3 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
1.4 ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
1.5 СОКРАЩЕНИЯ	8
2 ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ.....	9
3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	9
3.1 РАСШИРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЕР-1.....	9
3.1.1 Структура АСУТП.....	9
3.1.1.1 Система управления технологическими процессами	9
3.1.1.2 Система аварийного отключения	11
3.1.1.3 Система обнаружения пожара и газа	14
3.1.2 Коммуникационные функции	15
3.1.3 Техническое обеспечение.....	15
3.1.4 Программное обеспечение	16
4 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	17
4.1 ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА	17
4.2 НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА	17
4.3 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ И ЗАМЕРНЫЙ КОЛЛЕКТОРЫ	17
5 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ	18
5.1 АСУТП	18
5.2 САО.....	19
5.3 СОПИГ	20
5.3.1 Приборы контроля до взрывоопасной концентрации горючих газов	20
5.3.2 Приборы контроля предельно-допустимых концентраций токсичных газов	21
5.3.3 Система оповещения.....	21
6 МОНТАЖ ПРИБОРОВ, ТРУБНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОВОДОВ	21
7 ПИТАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ.....	23
8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ.....	23
9 СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СУРЭ	25
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов.....	26
Приложение Б Акт функциональной проверки СПС/СОУЭ	29

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

1 Общие положения

1.1 Цели, назначение и область использования системы

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) объектов «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)» предназначена для выполнения следующих задач:

- местный и дистанционный контроль оператором основных параметров технологического процесса;
- дистанционное управление исполнительными механизмами;
- регулирование отдельных параметров технологического процесса по команде оператора или в автоматическом режиме;
- предупредительная сигнализация и сигнализация о достижении определяющими безопасностью технологического процесса параметрами, предельно допустимых значений;
- противоаварийная автоматическая защита;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- обмен информацией со смежными системами, как указано в разделе 3.1.1.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Обеспечение противоаварийных защит и блокировок осуществляется путём сбора и анализа критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдаются управляющие воздействия на исполнительные механизмы, согласно заданному алгоритму, обеспечивающему безопасность персонала и технологического оборудования. Противоаварийная защита реализуется оборудованием системы аварийного отключения (САО).

Система обнаружения пожара и газа (СОПиГ) осуществляет контроль утечек газов на объектах нефтедобычи и закачки пластовой воды, а также обнаружение возгораний.

Технико-экономическими целями расширения АСУТП являются:

- реализация автоматизированной системы для добывающих и нагнетательных скважин на современных программно-технических средствах, обеспечивающих повышение оперативности и обоснованности принимаемых решений посредством получения необходимого и достоверного объема информации, представляемой в установленный срок в удобной для пользователя форме;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за установленные пределы;

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций при принятии решений оперативным и эксплуатационным персоналом;
- повышение надежности автоматизированного управления скважинами путем использования самодиагностики аппаратных и программных средств АСУТП;
- уменьшение эксплуатационных затрат по причине снижения времени аварийного простоя, своевременного выявления неисправностей;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования быстрым доступом к данным, их автоматизированной обработкой;
- сокращение объемов, массы, энергопотребления аппаратуры оперативного управления;
- повышение общей культуры эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования;
- повышение технико-экономических показателей работы за счет расширения состава и качества выполнения функций с применением современных технических средств;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт;
- увеличение интервала между техническим обслуживанием, а также ремонтом оборудования.

1.2 Существующее положение

Управление объектами куста ЕР-1 осуществляется из Центральной операторной (CCR3), расположенной за пределами главных ворот ЦПС. Операторная CCR3 образует часть комплекса административных зданий и обслуживается с постоянным присутствием персонала. CCR3 - центр управления и мониторинга сооружений ЦПС и кустов скважин Харьягинского месторождения.

На кусте скважин ЕР-1 оборудование АСУТП располагается в местной аппаратной LER-EP1.

Системы связи, в том числе система подвижной радиосвязи, на кусте скважин ЕР-1, ранее предусмотренные проектом «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4А и 4В. Обустройство расширения куста скважин ЕР-1. Корректировка», АО «Гипровостокнефть», (положительное заключение № 110-18/СПЭ-4666/02 от 30.03.2018 Главгосэкспертизы России Санкт-Петербургского филиала), существующие, расширения или модернизации существующих систем связи не требуется.

Для обеспечения обслуживающего персонала проектируемых сооружений на кусте ЕР-1 средствами подвижной радиосвязи не предусмотрено приобретение нового абонентского оборудования радиотелефонной связи. Предусматривается использование закупленных ранее абонентских радиостанций подвижной радиосвязи.

1.3 Нормы, стандарты, определения

Все технические решения по автоматизации проектируемых объектов, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемых объектов при соблюдении всех технологических параметров, приняты в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

Российские федеральные и региональные положения и стандарты имеют приоритет по

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

отношению к остальным. Отклонения от норм согласованы с разрешительными органами в соответствии с принятыми в Российской Федерации процедурами.

Порядок приоритета нормативов:

- национальное законодательство РФ и региональные требования;
- требования ГОСТ и СНИП;
- международные нормативы, стандарты, правила;
- технические условия и связанные с ними требования;
- документация Поставщика.

1.4 Определения

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) – конфигурируемый, основанный на микропроцессорной технике комплекс, осуществляющий автоматическое и автоматизированное управление комплексом технологических сооружений. АСУТП включает в себя автоматизированные рабочие места операторов (персональные компьютеры, оснащённые средствами звуковой и световой сигнализации, средствами печати и подготовки отчётности, средствами промышленной связи), управляющие контроллеры с модулями ввода/вывода, кабельные линии КИПиА. Приборы и исполнительные механизмы, расположенные на площадке и связанные с управляющими контроллерами, также входят в состав системы.

Система аварийного отключения (САО) - система, обеспечивающая безопасность технологического процесса и оборудования с целью защиты персонала, материальных ценностей и окружающей среды. Эта система включает размещенные на площадке приборы, исполнительные механизмы, программируемые логические контроллеры и матричную панель управления. Данная система полностью независима от АСУТП, так что выход из строя последней не приведет к выходу из строя данной, обеспечивающей безопасность системы.

Система обнаружения пожара и газа (СОПиГ) - система, включающая чувствительные элементы/детекторы для обнаружения пожарной и газовой опасности и программируемые логические контроллеры, позволяющие обнаружить присутствие очагов пожара, горючих и токсичных газов с выполнением соответствующих действий в случае утечек и других опасных условий. Исполнительные действия могут осуществляться непосредственно системой или через систему САО.

Интеллектуальные КИПиА – датчики и исполнительные механизмы, имеющие расширенные средства конфигурирования, диагностики и передачи данных, что позволяет строить на их основе более надёжные и «удобные» системы управления и использовать их в системе мониторинга состояния оборудования КИП и А.

Местная аппаратная (МА/LER) – помещение системы управления, располагаемое вблизи группы технологических установок, в котором размещаются шкафы/панели контроллеров и вторичные приборы КИП и А.

Система управления распределением электроэнергии (СУРЭ/PDCS) - предназначена для управления режимом электропитания, управления электрооборудованием (выработкой и распределением электроэнергии), для сопряжения между системой управления технологическими процессами и распределительными устройствами высокого и низкого

05	-	Зам.	-		28.08.26	1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			6

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

напряжений.

Программируемый логический контроллер (ПЛК) - управляющий контроллер, логическое решающее устройство, непосредственно выполняющее функции сбора данных, управления в замкнутом контуре, расчеты и генерацию выходных сигналов.

Система мониторинга и диагностики полевого КИПиА (AMS) - система дистанционного (из центральной операторной) конфигурирования, параметрирования и диагностики всего комплекса оборудования, включая и оборудование полевого уровня. При этом используются интеллектуальные КИПиА с поддержкой HART-протокола.

Центральная операторная (ЦО) – операторная, расположенная на территории центрального пункта сбора (ЦПС).

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

1.5 Сокращения

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
ДВК	Довзрывоопасная концентрация
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
НКПР	нижний концентрационный предел распространения пламени
ПЛК	Программируемый логический контроллер
СОПиГ	Система обнаружения пожара и газа
ПНР	Пуско-наладочные работы
ПО	Программное обеспечение
САО	Система аварийного останова
СУРЭ	Система управления распределением электроэнергии
СНиП	Строительные нормы и правила
НН	Предельно высокое значение параметра
Н	Высокое значение параметра
LL	Предельно низкое значение параметра
L	Низкое значение параметра
MOV	Запорный клапан (задвижка) с электроприводом
PLC	Программируемые логические контроллеры
PS	Погружной электронасос добывающей скважины
UPS	Источник бесперебойного питания (ИБП)
ESDV	Клапан аварийного останова
SDV	Дистанционно управляемое запорное устройство (аварийная запорная арматура).

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			8
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

2 Объекты контроля и управления

К объектам автоматизации в рамках данного проекта относятся:

- 1 нагнетательная скважина (с отработкой на нефть) Е1-14;
- 2 нагнетательные скважины Е1-12, Е1-23;
- 1 добывающая скважина Е1-25;
- станции управления ЭЦН.
- газоанализаторы контроля горючих газов, контроля токсичных газов (H₂S).

3 Основные технические решения

3.1 Расширение автоматизированной системы управления ЕР-1

3.1.1 Структура АСУТП

Структура АСУТП куста скважин, представленная на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТРЗ-002, разработана исходя из принятого уровня автоматизации, обеспечения безопасной эксплуатации проектируемого производства, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления.

В данном проекте предусматривается интеграция новых сигналов от КИПиА в существующее оборудование АСУТП предусмотренное проектами 0947 «Проект обустройства Харьгинского месторождения. Очередь 4А и 4В. Обустройство куста скважин ЕР-1. Корректировка», 1209 «Проект обустройства Харьгинского месторождения. Очередь 4С. Обустройство куста скважин ЕР-1. Расширение», 1281 «Проект обустройства Харьгинского месторождения. Очередь 4С. Установка предварительного сброса воды на кустовой площадке ЕР-1», а также согласно принятому уровню автоматизации для обеспечения безопасной эксплуатации проектируемого объекта, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления.

На кусте скважин ЕР-1 оборудование АСУТП располагается в местной аппаратной LER1 – ЕР1 (построенной в рамках 3-й очереди строительства) и LER2 – ЕР1 (предусматриваемой в рамках 4-ой очереди строительства), а также в блок-боксе RIO1 (четвертая очередь строительства).

Подключение новых сигналов АСУТП предусматривается в шкафу КНР4-ЕР1-PCS-06.

3.1.1.1 Система управления технологическими процессами

На кусте ЕР-1 имеется существующая подсистема АСУТП. Проектом предусматривается расширение подсистемы существующей АСУТП.

Система управления техпроцессом должна достигать своей цели путем:

- автоматического определения условий техпроцесса и эксплуатации оборудования для выполнения техпроцесса в нормальном режиме,
- минимизации количества местных и дистанционных ручных средств управления кустами скважин,
- регистрации аварийных сигналов и событий,

ОБ	-	Зам.	-		28.08.26	1971-ГВН-314400-5-ТРЗ-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			9

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

– генерирования и хранения важных данных о техпроцессе для создания исторической информации о его ходе.

Функции АСУТП включают все основные операции управления и контроля объектами, регистрации и отчётности, в т.ч.:

- остановка технологического процесса;
- последовательное управление;
- дискретное управление;
- управление предупредительными сигналами;
- графические дисплеи;
- создание трендов реального времени и исторических данных;
- поддержание связи с отдельными устройствами и внешними системами;
- сбор данных;
- архивация данных;
- генерация отчётов.

Операторы смогут выполнять следующие функции из центральной операторной:

- регулировка уставок и выходных данных технологических контроллеров,
- пуск и останов оборудования,
- технологические блокировки,
- инициирование аварийных и технологических остановов,
- активация систем сигнализации и противопожарных систем,
- контроль всех технологических параметров и статуса систем безопасности.

Существующая АСУТП включает:

- автоматизированные рабочие места (АРМы) оператора в ЦО;
- серверы ввода/вывода и базы данных;
- устройство хранения данных;
- устройства сбора данных и формирования управляющих воздействий (PLC с модулями ввода/вывода), расположенные в системных шкафах;
- коммуникационные модули промышленной сети;
- коммуникационные модули подключения внешних систем;
- подсистема печати (печать трендов, журналов, сводок и отчётов);
- инженерная рабочая станция (с ограничением доступа по паролю и с отдельным принтером);
- распределительные шкафы;
- источники питания для оборудования местной аппаратной и полевых приборов.

Принцип избыточности заложен в конструкцию перечисленных выше компонентов для обеспечения работоспособности в случае отказа любого из компонентов. В случае выхода из строя основных компонентов переключение на резервные должно быть автоматическим. Предусматривается оповещение и регистрация отказов в АСУТП. Будут предусмотрены средства внутренней диагностики и визуальной индикации на модулях и платах контроля за всеми нарушениями нормального режима. Замена неисправных избыточных модулей предусматривается без какого-либо прерывания операций.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Блокировки, не относящиеся к безопасности и функции последовательностей, относящиеся к технологическому процессу и к рабочим операциям, будут относиться к АСУТП.

Для обеспечения надлежащего контроля и оперативности, средства управления комплексом будут выполнены на уровне АСУТП. Это включает в себя (но этим не ограничивается) следующие моменты:

- динамическая коррекция времени прохождения сигнала, задержки, запаздывания;
- опережающее управление;
- гальванически развязанные цепи;
- контроль выделения тепла и нагрузки;
- компенсация погрешности измерений.

Существующая система управления кустом скважин реализуется на базе местной аппаратной куста скважин, в которой устанавливаются шкафы управления с дублированными контроллерами АСУТП (PCS), и системы САО/СОПиГ (ESD/FGS).

Погружной насос скважины оснащен электродвигателем с регулируемой частотой вращения. Производительность скважины может варьироваться путем изменения частоты вращения двигателя насоса. Производительность (т.е. частота вращения двигателя насоса) будет определяться регулировкой уставки по давлению на выкиде устья скважины, которая передается в станцию управления погружного электронасоса.

ПЛК панели управления осуществляет контроль параметров работы устьевого оборудования и при необходимости производит аварийные блокировки.

Управление и контроль скважины осуществляется из ЦО в ЦПС и аппаратной. Из ЦО скважина могут быть остановлены (вручную или автоматически) и снова запущены после технологического останова, однако после активации САО они должны быть запущены с местного пульта.

При нормальных рабочих условиях два раза в неделю потребуется обслуживание, и следующие действия должны выполняться дистанционно: испытание скважин, требующее переключения приводных клапанов на коллекторе.

Подробное описание приборов АСУТП смотри в подразделе 5.1.

3.1.1.2 Система аварийного отключения

Объекты куста скважин оснащены существующей подсистемой аварийного останова (САО), интегрируемой в существующую систему ЦПС. При аварийной ситуации САО обеспечивает предустановленные безопасные условия останова объектов добычи и вспомогательных систем, уменьшая потенциальные последствия опасной ситуации.

«Безопасные условия останова» означают, что:

- все потоки углеводородов, поступающие в соответствующую установку/зону, должны изолироваться;
- трубы и оборудование, которые могут выбрасывать значительные количества углеводородов в случае разрыва, должны изолироваться;
- поступление энергии на установку будет прекращаться;

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

– системы, которые могут быть потенциальным источником воспламенения, должны останавливаться.

Аварийный останов инициируется автоматически или вручную кнопками управления в ЦО и на местах.

Области применения САО:

- отсечка куста скважин;
- активация отключения вручную;
- отключения системой обнаружения пожара и газа;
- отключения отдельных установок/оборудования.

Сохраняя принципиальные технические решения по безопасности, заложенные в существующую САО, для проектируемых контуров САО используется электропитание от резервированных источников питания 24В постоянного тока.

Обесточивание контуров САО не должно приводить к выводу их из безопасного состояния, поэтому цепи контуров САО контролируются на обрыв цепи, электропитание существующей АСУТП организовано с использованием резервного источника бесперебойного питания, контролируется потеря электропитания в аппаратных средствах САО.

Более высокие уровни останова должны последовательно инициировать более низкие.

Вся площадка куста относится к пожарной зоне FZ-EP1. Для этой пожарной зоны существует один уровень аварийного отключения ESD-1.

ESD-1 должен инициироваться при:

- подтвержденном обнаружении взрывоопасного газа в пожарной зоне (ESD-1/G);
- подтвержденном обнаружении пожара в пожарной зоне (ESD-1/F);
- прочих серьезных отказах (например, прекращении подачи важного энергоносителя);
- нажатии на кнопку (т.е. при сознательном решении с учетом возможной или фактической катастрофической ситуации). Кнопка ESD-1 предусмотрена на существующей матричной панели САО/СОПиГ в местной аппаратной или центральной диспетчерской.

ESD-1 должен инициировать следующие действия:

- включить останов SD-2 всех технологических и вспомогательных установок в пределах пожарной зоны;
- закрыть все клапаны ESDV в пределах пожарной зоны;
- отключить основной источник питания пожарной зоны;
- отключить все второстепенные вспомогательные устройства с выдержкой времени, где применимо.

При уровне аварийного отключения ESD-1 включается система оповещения и аварийной сигнализации PA/GA, также предусмотрены звуковой и световой (только в зонах с повышенным уровнем шума) сигналы в зданиях. При этом будет происходить эвакуация персонала из пожарной зоны в точки сбора или другую безопасную зону.

Существует один уровень аварийного отключения SD-2 для функционального блока скважин. Данный уровень инициируется при следующих условиях:

- ESD-1 пожарной зоны, к которой относится установка;

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			12
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

– PALL, PANN в выходном трубопроводе нефти, PALL в эксплуатационном коллекторе;

– нажатие кнопки.

На кусте скважин EP-1 будут отключены все эксплуатационные скважины, технологическое и вспомогательное оборудование, а также комплектные установки в пределах поврежденных установок посредством действия отдельного SD-3. Поток углеводородов от всех эксплуатационных скважин, расположенных за пределами вспомогательной пожароопасной зоны, будет остановлен путём закрывания аварийных клапанов с дистанционным управлением.

Существует один уровень аварийного отключения SD-3 для каждого технологического или вспомогательного оборудования в пределах проектируемых скважин. Целями останова SD-3 является обеспечение безопасных условий оборудования и предоставление оператору возможности предотвратить возникновения более высокого уровня останова (SD-2 или ESD-1).

Предусматривается останов уровня SD-3 технологического или вспомогательного оборудования, при следующих условиях:

- SD-2 соответствующей установки.
- отключение по технологическому или вспомогательному параметру (выход за эксплуатационные ограничения).
- сбой техпроцесса, вспомогательной системы или механического оборудования;
- нажатие кнопки (на основании возможного или фактического отказа оборудования).
- для добывающей скважины останов электропогружного насоса и закрытие дистанционного устройства безопасности SDV на выкидной линии скважины при высоком и низком давлении на выкидной линии от скважины, пожаре, загазованности.

Проектом предусмотрено все сигналы от приборов CAO, подключить на модули шкафа КНР4-EP1-PCS-06 в местной аппаратной LER2-EP1.

Ручное включение аварийного останова предусматривается с помощью имеющих постоянную монтажную проводку кнопок, размещенных на матричной панели CAO. Будут предусмотрены средства записи аварийных сообщений и последовательности событий.

На матричной панели CAO/СОПиГ установлены дополнительные закрываемые откидными крышками кнопки активизации отдельных уровней CAO, клавишные выключатели подавления и блокировки пуска, также световая сигнализация какой уровень аварийного отключения активирован. На панели будет выгравирована/напечатана подробная информация о CAO. Элементы панели будут иметь типовые размеры 25x25 мм, они будут съемными, и на них будут устанавливаться светодиоды, кнопки, клавишные выключатели и т.д.

Повторный запуск добычи на скважине должен быть возможен только после ручного сброса.

Предусматривается конфигурация системы CAO для перевода технологического процесса в безопасное состояние при неисправностях оборудования.

Регистратор последовательности событий предусматривается для приема и записи последовательности событий, генерируемых системой CAO.

Подробное описание приборов CAO смотри в подразделе 5.2.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			13
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

3.1.1.3 Система обнаружения пожара и газа

Проектируемые объекты наряду со всеми существующими объектами куста скважин ЕР-3 входит в пожарную зону FZ-EP1. Пожарная зона оборудована существующей системой обнаружения пожара и загазованности (СОПиГ) куда и будут подключены стационарные пожарные извещатели и газоанализаторы скважины.

Применительно к настоящему проекту настройка газоанализаторов проводится на метан (горючие газы) и сероводород (токсичные газы). Настройка автоматизации по контролю загазованности описана ниже.

Для исполнительных действий системы СОПиГ по сигналам пожарных извещателей пламени будет предусмотрен следующий принцип: срабатывание одного извещателя включает только сигнал тревоги, не инициируя других мер, а одновременное срабатывание двух извещателей одной пожарной зоны (2 из N) считается подтвержденным возгоранием и инициирует следующие противопожарные меры:

- включение общекустовой сигнализации с использованием системы оповещения и аварийной сигнализации (РА/GA) – обнаружение ПОЖАРА / ГОРЮЧИХ ГАЗОВ;
- инициализация аварийной блокировки ESD-1 – Подтверждение Пожара;
- сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ.

Для предотвращения развития аварийной ситуации, при обнаружении СОПиГ превышения порога 1 дозровоопасной концентрации 20%НКПР (логика 1ooN) газоанализаторов горючих газов инициализируются сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ - Загазованность 20%НКПР обнаружено.

При срабатывании газоанализаторов горючих газов по логике (2ooN) СОПиГ при 20%НКПР инициализируются:

- включение общекустовой сигнализации с использованием системы оповещения и аварийной сигнализации (РА/GA) - обнаружение ПОЖАРА / ГОРЮЧИХ ГАЗОВ;
- сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ – Загазованность 20%НКПР подтверждено.

При дальнейшем увеличении концентрации горючих газов в воздухе рабочей зоны и превышении порога 50%НКПР при однократном срабатывании газоанализатора (логика 1ooN) автоматически включается сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ – Загазованность 50%НКПР Обнаружено.

При обнаружении превышения порога загазованности 50%НКПР еще одним газоанализатором (логика 2ooN) включается сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ – Загазованность 50%НКПР Подтверждено и инициализируется аварийная блокировка ESD-1 – Подтверждение горючего газа.

Проектом предусматривается отключение ЭЦН при достижении загазованности на скважине 50% НКПР и более.

С целью повышения достоверности состояния сигналов обнаружения пожара и газа, предусматривается контроль линий связи с пожарными извещателями пламени и газоанализаторами. При отключении сигнала от пожарного извещателя пламени или газоанализатора, или при выходе уровня сигнала за допустимые пределы оператору будет направляться предупредительное сообщение.

При срабатывании газоанализатора токсичных газов СОПиГ при 7 ppm (3мг/м3) инициализируется:

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

– сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ – обнаружение ТОКСИЧНЫХ ГАЗОВ;

– включение общекустовой сигнализации с использованием системы оповещения и аварийной сигнализации (РА/GA) - обнаружение ТОКСИЧНЫХ ГАЗОВ персоналу проследовать на пункт сбора.

При срабатывании газоанализатора токсичных газов СОПиГ при 50 ppm инициализируются:

– сигнализация на АРМ оператора и матричной панели СОПиГ – Загазованность токсичных газов 50 ppm;

– включение общекустовой сигнализации с использованием системы оповещения и аварийной сигнализации (РА/GA) - обнаружение ТОКСИЧНЫХ ГАЗОВ 50 ppm персоналу покинуть установку.

С целью повышения достоверности состояния сигналов обнаружения пожара и газа, предусматривается:

- применение приборов на основе программируемой электроники способных проводить самодиагностику;

- контроль линий связи с пожарными извещателями пламени и газоанализаторами.

При отключении сигнала от пожарного извещателя пламени, газоанализатора или при выходе уровня сигнала за допустимые пределы оператору будет направляться предупредительное сообщение.

В системе СОПиГ будет предусмотрена возможность выявления отказов входов системы. Отказ датчика не будет вызывать выполнение действий системой. В качестве входных плат системы СОПиГ будут использованы стандартные аналоговые входные платы на 4 - 20 мА.

План системы обнаружения пожара и газа представлен на 1971-ГВН-314400-5-ТР3-013. Подробное описание приборов СОПиГ смотри в подразделе 5.3.

3.1.2 Коммуникационные функции

В данном проекте используются коммуникационные функции существующей АСУТП куста, поэтому подробно не описываются.

3.1.3 Техническое обеспечение

Техническое обеспечение проектируемой системы управления базируется на применении современных высоконадежных средств контроля и автоматизации, вычислительной техники с максимальным использованием автоматизированного блочного и блочно-комплектного оборудования, поставляемого комплектно с системами автоматического управления.

Все необходимые средства лицензирования, аппаратное и программное обеспечение необходимое в рамках данного проекта будут учтены и обеспечены изготовителем системы за счет собственных средств.

Контроль и управление объектами осуществляется с АРМ оператора в LER2-EP1 и АРМ оператора из ЦО, управление ресурсами оборудования и информационного обмена в системе, обеспечения защитного и привилегированного доступа к различным уровням

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

полномочий, диагностика оборудования осуществляется с инженерной станции ЦО. Серверное оборудование предназначено для сбора, хранения и обмена информацией между различными подсистемами и смежными системами.

В рамках данного проекта будет применяться существующая рабочая станция, в аппаратной LER2-EP1, для этого поставщик разработает дополнительные экранные формы на базе видеокладов, отражающих требуемую детализацию технологического процесса и оборудования проектируемых скважин.

На площадке ЦПС предусматривается существующая система обеспечения единого времени (СОЕВ). На существующих АРМах, установленных в ЦО, показывается местное время. Все АРМы синхронизированы друг с другом по сигналам точного времени от GPS модуля СОЕВ.

Контроллеры систем САО/СОПиГ также синхронизированы с АСУТП.

3.1.4 Программное обеспечение

Будет использоваться программное обеспечение системы, предусмотренное проектом 0947 «Проект обустройства Харьягинского месторождения. Очередь 4А и 4В. Обустройство куста скважин EP-1. Корректировка».

Программное обеспечение будет обеспечивать стабильный режим работы, иметь широкие функциональные возможности и базироваться на современных программных продуктах. Состав программного обеспечения определяется с учетом используемого при реализации проекта контроллерного оборудования.

Программное обеспечение системы будет осуществлять:

- быструю настройку программ для решения конкретных прикладных задач;
- объектно-ориентированное управление технологическим процессом;
- архивирование информации в базах данных;
- представление информации в табличной или графической форме (в виде трендов) за прошедший период времени;
- защиту информации в системах управления от несанкционированного доступа с использованием системы паролей и регистрации пользователей;
- обмен в диалоговом режиме с базами данных смежных систем;
- диагностику состояния систем управления, полевых приборов и исполнительных механизмов на технологических объектах.

Прикладное программное обеспечение разрабатывается в среде базового программного обеспечения и предназначено для реализации перечисленных в данном документе функций автоматизированной системы управления.

Для обеспечения защиты информации и получения доступа к функциям АСУТП используются пароли.

Для отображения состояния процесса будет использована конфигурируемая графика. Оператор будет управлять установками («программными») ПИД контроллерами, задвижками, электродвигателями, вентиляторами, насосами и т.д.) посредством взаимодействия с графическими дисплеями для управления. Для отображения технологического процесса будет использована иерархическая структура легко конфигурируемой динамической графики.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			16
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Система визуализации, кроме представления технологических процессов с помощью графического дисплея, также будет выполнять следующие функции:

- отображение данных реального времени в виде графиков (тренды);
- отображение архивных данных;
- построение различных отчётов и т.д.

Принципы взаимодействия обслуживающего персонала с АСУТП посредством АРМов будут соответствовать находящейся в эксплуатации системы.

4 Объемы автоматизации

4.1 Добывающая скважина

Для добывающей скважины Е1-25 и нагнетательных скважин Е1-12, Е1-14 в период отработки на нефть предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления на буфере, на затрубе, в выкидном трубопроводе;
- останов скважинного насоса при высоком/ низком давлении на буфере и в выкидном трубопроводе (2 из 2);
- контроль температуры в выкидном трубопроводе;
- дистанционное управление и контроль для приводов арматуры на подключении к коллекторам, станций управления скважинными насосами;
- при 2-х лифтовой компоновке контроль давления на линии нагнетания;
- при 2-х лифтовой компоновке дист. управление и контроль привода арматуры на подключение к линии ППД;
- интеграция новых скважин в алгоритм автоматического замера добываемой жидкости.

–
 Схема автоматизации представлена на 1971-ГВН-314400-5-ТР3-008, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-009, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-010.

4.2 Нагнетательная скважина

Для нагнетательной скважины Е1-14 и скважин Е1-12, Е1-23 предусматривается:

- контроль давления на буфере и в нагнетательном трубопроводе,
- контроль объёма закачки.

Контроль температуры воды на ППД выполнен однократно в начале коллектора (предусмотрено в предыдущем проекте).

Схема автоматизации представлена на 1971-ГВН-314400-5-ТР3-005, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-006, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-007.

4.3 Эксплуатационный и замерный коллекторы

Для эксплуатационного и замерного коллекторов предусматривается контроль состояния и управление задвижками.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Об	-	Зам	-		28.08.26			17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Схема автоматизации представлена на 1971-ГВН-314400-5-ТР3-011.

5 Контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации

5.1 АСУТП

Для автоматизации технологических сооружений проекта применяются датчики, преобразователи, приборы, исполнительные механизмы, аппаратура системы управления верхнего уровня, серийно-изготавливаемые отечественными и зарубежными компаниями и имеющие все необходимые разрешения и сертификаты (в том числе сертификат на взрывозащищенное оборудование) для применения в системах управления технологическим процессом на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса.

Все контрольно-измерительные приборы, блоки управления исполнительными механизмами на основе программируемой электроники, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение по условиям окружающей среды, монтируются в обогреваемых кожухах/укрытиях, либо имеют антиконденсатный электрообогрев.

Степень защиты оболочки полевых КИП предусматривается не ниже IP65 по ГОСТ 14254-2015.

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение по условиям окружающей среды (ХЛ, от минус 60°C, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 на открытом воздухе).

Для измерения и сигнализации предельных значений применяются приборы с аналоговыми выходными сигналами 4 - 20 мА с HART протоколом и видом взрывозащиты Exd.

В общем случае КИПиА предусматриваются без жидкокристаллических дисплеев.

На скважине для дистанционного измерения температуры предусматриваются трёхпроводные термопреобразователи сопротивления Pt 100 в комплекте с измерительными температурными преобразователями, конструктивно встроенными в единый корпус.

Для местного измерения температуры применяются биметаллические термометры погружного типа с поворотными устройствами, позволяющими поворачивать корпус относительно погружаемой части в вертикальной и горизонтальной плоскости.

В общем случае преобразователи температуры и местные термометры присоединяются к процессу с при помощи серийно-изготовленных защитных термогильз промышленного производства.

Как правило, глубина погружения защитных термогильз в технологический трубопровод, выбирается такой длины чтобы погружной чувствительный элемент термометра или преобразователя температуры, располагался в центре потока измеряемой среды. Обычно глубина погружения составляет $0,3 \pm 0,5$ внутреннего диаметра трубопровода, но не более указанной в инструкции производителя.

Присоединение защитных термогильз к процессу фланцевое. Материал, конструкция защитных термогильз для преобразователей температуры выбираются исходя из физических параметров (температура, давление, скорость потока, вязкость и т.д.) технологического

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

процесса.

Для дистанционного измерения избыточного давления и перепада давления применяются датчики избыточного давления и дифференциального давления.

Для местного измерения давления применяются манометры деформационные с трубчатой пружиной. Класс точности манометров должен быть не более 1,5.

Датчики давления и манометры предусматриваются с резьбовым способом присоединения 1/2" NPT (M) к технологическому процессу при помощи отборных устройств давления.

Датчики давления и манометры предусматриваются в комплекте с двухвентильными блоками, для обеспечения отключения приборов от процесса на период демонтажа.

Вентильные блоки, предусматриваются с возможностью безопасного сброса давления и подключения контрольных приборов. Для периодической проверки рабочего манометра необходима установка между манометром и сосудом трехходового крана или заменяющего его устройства.

Манометры предусматриваются с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы. На циферблате манометров нанесена красная черта или укреплен на корпусе манометра красная пластинка, прилегающая к стеклу манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометры, устанавливаемые на высоте от 2 до 3 м от уровня площадки для наблюдения за ним, предусматриваются диаметром не менее 160 мм.

Для датчиков давления, манометров и т.д., которые могут подвергаться воздействию давления, которое может привести к повреждению или изменению калибровки прибора, должна быть предусмотрена защита от выхода за пределы диапазона.

Шаровые краны MOV и запорное устройство с электроприводом SDV оснащаются блоками управления на основе программируемой электроники с интерфейсом RS-485 с протоколом Modbus RTU.

Погружной насосный агрегат предусматривается с управлением по интерфейсу RS-485 с протоколом Modbus RTU.

КИПиА и блоки управления исполнительными механизмами должны иметь способность:

- самостоятельно обнаруживать, локализовать и анализировать ошибки и отказы;
- дистанционной настройки;
- передавать информацию о своем техническом состоянии, параметрах в существующую СМС Заказчика по цифровому протоколу HART.

Для всех контрольно-измерительных приборов предусматриваются с надписи с указанием измеряемых параметров.

5.2 CAO

Технические требования к контрольно-измерительным приборам CAO аналогичны, в части температуры окружающей среды, исполнения защитной оболочки корпуса IP, вида взрывозащиты, типа выходного сигнала, присоединения к процессу, требованиям к контрольно-измерительным приборам АСУТП.

В соответствии с техническими требованиями к функциональной безопасности,

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			19
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

требуется везде, где это практически возможно, функции безопасности отделять от функций, не связанных с безопасностью, таким образом, чтобы отказ любых не связанных с безопасностью функций, программный доступ к не связанным с безопасностью функциям ПО не могли привести к опасному отказу.

Именно поэтому, чтобы избежать ситуации, когда отказ КИПиА подключенного в АСУТП и предназначенного для выполнения части функций безопасности САО, приведет к отказу функции АСУТП, который породит запрос на срабатывание функции безопасности САО в проекте предусматриваются специальные КИПиА САО.

КИПиА САО, как правило, подключаются к шкафам САО при помощи собственных кабелей, при необходимости, через отдельные соединительные коробки.

КИПиА САО в соответствии с техническими требованиями к функциональной безопасности, должны иметь минимальную отказоустойчивость аппаратных средств (SIL), то есть способность продолжать выполнять требуемую функцию безопасности при наличии в них одного или более опасных отказов.

Двухпозиционный клапан SDV с электродвигателем оснащается блоком управления на основе программируемой электроники, который имеет отдельный вход для подключения дискретного сигнала из САО.

Для выполнения функций безопасности ESD-1, ESD-1/F, ESD-1/G погружной насосный агрегат предусматривается возможностью подключения дискретного сигнала из САО.

Кроме прочих необходимых в соответствии с нормами технического регулирования разрешительных документов, КИПиА САО, должны иметь сертификаты соответствия ГОСТ Р МЭК 61508-2-2012, ГОСТ ИЕС 61508-3-2018 подтверждающими возможность быть включенными в контур не ниже SIL 2.

5.3 СОПиГ

Для целей контроля обнаружения загазованности для площадки скважины, проектом предусматриваются взрывозащищенные газоанализаторы контроля довзрывоопасной концентрации горючих газов и паров и взрывозащищенные газоанализаторы контроля предельно-допустимой концентрации токсичных газов (H_2S).

Схема контроля газовой сигнализации приведена на 1971-ГВН-314400-5-ТР3-012.

Расширение системы новым ручным пожарным извещателем для скважины Е1-25 не предусмотрено, так как в проекте 1209 предусмотрена установка ручного пожарного извещателя около скважины Е1-23, до которого менее 100 м, что соответствует действующей НТД.

Скважины Е1-12, Е1-14, Е1-23 расположены в зоне действия существующих извещателей.

5.3.1 Приборы контроля довзрывоопасной концентрации горючих газов

Контроль загазованности довзрывоопасной концентрации горючих газов при помощи газоанализатора на основе программируемой электроники, оптического абсорбционного принципа действия с унифицированным выходным токовым сигналом 4-20 мА.

ИК-излучение от источников излучения попадает на фотоприемник. Электрические сигналы с выхода фотоприемников поступают на электронную схему, где усиливаются, обрабатываются и преобразуются в унифицированный соответствующий диапазону

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

измеряемых концентраций газов 0...100% НКПР электрический сигнал 4...20 мА; аналогичный электрический сигнал выдается через HART-интерфейс.

Работоспособность чувствительных элементов газоанализатора ДВК проверяется самодиагностическим тестом при помощи встроенных тестовых источников, излучение от которых попадает на них непосредственно (контроль степени загрязненности оптики производится автоматически по изменению интенсивности излучения специального оптического элемента, прошедшего через входные окна).

При обнаружении неисправностей прибор включает световую индикацию «НЕИСПРАВНОСТЬ» на лицевой панели прибора и передает причину неисправности по HART-интерфейсу, устанавливает значение выходного токового сигнала 2 мА.

5.3.2 Приборы контроля предельно-допустимых концентраций токсичных газов

Газоанализатор контроля предельно-допустимой концентрации токсичных газов по принципу действия предусматривается со сменным преобразователем газовым электрохимического типа, с унифицированным выходным токовым сигналом 4-20 мА с поддержкой HART протокола.

Газоанализатор обеспечивает световую и звуковую сигнализацию при достижении концентрации контролируемых газов фиксированных значений порогов сигнализации.

Питание пожарных извещателей пламени, газоанализаторов горючих и токсичных газов предусматривается от источников напряжения постоянного тока 24 В.

5.3.3 Система оповещения

Функции оповещения персонала об обнаружении возгорания, на существующих и расширяемых объектах куста скважин выполняет существующая смежная система оповещения и аварийной сигнализации (РА/GA).

При обнаружении пожара или превышении предельной допустимых концентраций горючего/токсичного газа на устьях скважин происходит подача управляющего сигнала в существующую систему РА/GA для инициализации звукового оповещения персонала находящегося на площадке куста.

6 Монтаж приборов, трубных и электрических проводов

Местные приборы и датчики устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и на металлоконструкциях с учетом удобства обслуживания и монтажа. Во всех необходимых случаях предусмотрен электрообогрев местных приборов и средств автоматизации, а также укрытие от атмосферных осадков.

В общем случае приборы для измерения давления монтируются непосредственно на отборе на технологическом оборудовании через клапанные блоки.

Исключение составляет манометр на обсадной колонне устья скважины показание которого должны быть видны без необходимости входа обслуживающим персоналом в устьевую шахту. Для этого манометр монтируется на стойке и соединяется с процессом при помощи теплоизолированной импульсной трубкой с электрообогревом заводского изготовления.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Проектом предусматривается монтаж термометров и термопреобразователей на технологических трубопроводах и оборудовании кустов скважин при помощи литых конических термокарманов из нержавеющей стали марки 316 с фланцевым присоединением.

Монтаж пожарных извещателей пламени и газоанализаторов предусматривается на строительных конструкциях при помощи комплектных кронштейнов и метизов.

Прокладка трубных и электрических проводок осуществляется по технологическим и специальным конструкциям, кабельным эстакадам, стойкам, опорам в лотках с крышками или в кабельных коробах на отметке эстакады ниже 2,5 м от уровня земли, по стенам помещений в защитных трубах с креплением скобами с соблюдением действующих норм и правил.

Монтаж электропроводок, расположенных в пределах взрывоопасных зон, соответствует требованиям ПУЭ для электропроводок во взрывоопасных зонах в части защиты кабельных трасс от повреждения.

Все кабели КИП будут бронированными.

Кабели пожарной безопасности предусматриваются бронированными.

Огнестойкость всех кабелей должна соответствовать требованиям стандарта IEC 60332-1, исключая контуры обнаружения пожара и газа, контуры противопожарной защиты и контуры САО, для которых огнестойкость кабелей должна соответствовать требованиям стандарта IEC 60331.

Вся изоляция кабелей будет термостойкой и маслостойкой.

В соответствии ГОСТ 31565-2012 как минимум, должны применяться негорючие кабели исполнения нг(А)-LS. Огнестойкие кабели исполнения нг(А)-FRLS или нг(А)-FRHF используются для систем безопасности - системы аварийного останова, системы обнаружения пожара)

Одно парные приборные кабели с общим экраном, для обеспечения механической прочности, предусматриваются с медными жилами сечением не менее 1 мм².

Кабели приборные и управления многожильные - витые пары/тройки, с общим и индивидуальными экранами, предусматриваются с медными жилами сечением жил от 0,75 до 1,5 мм².

Кабели питания с общим экраном - с медными жилами сечением жил не более 2,5 мм². Кабели для интерфейса RS-485 с медными жилами сечением не менее 0,78 мм².

Датчики, первичные преобразователи, исполнительные механизмы соединяются со щитами контроллеров или с вторичными блоками кабелями КИП, прокладываемыми по кабельным конструкциям с разделением кабелей в отдельные лотки по виду измерительной цепи и напряжению.

Для ввода контрольных кабелей в здания проектом предусматриваются сертифицированные унифицированные кабельные проходки с нормируемым пределом огнестойкости, соответствующим пределу огнестойкости ограждающей строительной конструкции.

При проходе электропроводки систем автоматизации через элементы строительных конструкций, таких как полы, стены, крыши, потолки, перегородки, остающиеся после прохода электропроводок отверстия должны быть заделаны легкоудаляемой массой из негорючего материала со степенью огнестойкости соответствующей степени огнестойкости элемента строительной конструкции.

Электропроводки систем автоматизации, проходящие через элементы строительных

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

конструкций, должны иметь внутреннее уплотнение, обеспечивающее ту же огнестойкость, что и наружное уплотнение. Уплотнение кабельных проходок должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.5.52-2011.

7 Питание оборудования системы

Электропитание переменного тока 220 В / 50 Гц оборудования существующей АСУТП осуществляется от источников бесперебойного питания (ИБП), обеспечивающих непрерывность электроснабжения в течение не менее 1 часа.

Питание приборов и средств автоматизации напряжением 24 В постоянного тока осуществляется от блоков питания, расположенных в шкафах контроля и управления.

Так как количество подключаемых сигналов, относящихся к расширению системы ничтожно мало, то для электропитания будут использоваться резервные мощности существующих источников постоянного тока 24В и ИБП.

8 Обеспечение единства измерений и контроль качества продукции

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования должны выполняться по методикам измерений, разработанным, утвержденным и аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин в соответствии с ГОСТ 8.417-2024, допущенных к применению на территории РФ в соответствии с ПР 50.2.102-2009 (Постановление Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»).

Все применяемые средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие свидетельства (сертификат) об утверждении типа и описание типа к ним.

Все средства измерений, выпускаемые из производства, вводимые в эксплуатацию и используемые в сфере государственного регулирования, в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008г. № 102-ФЗ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке, причем срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Хартьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования, в добровольном порядке могут подвергаться калибровке. Порядок организации и проведения калибровочных работ определяется требованиями РСК 02-2020.

Все СИ должны иметь техническую и эксплуатационную документацию на русском языке, паспорт, методику поверки, разрешительные документы и документы, подтверждающие, что СИ прошли первичную поверку.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза.

Все оборудование, применяемое в системах пожарной сигнализации, должно иметь сертификаты пожарной безопасности и сертификаты соответствия. Единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации, утвержден постановлением Правительства РФ от 23 декабря 2021 года N 2425. В соответствии с пунктом 3 статьи 145 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности обязательное подтверждение соответствия объектов защиты (продукции) требованиям Федерального закона от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ может осуществляться в форме обязательной сертификации. Сертификация продукции проводится органами, аккредитованными в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации и дополнительными требованиями, изложенными в статье 148 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- свидетельства (сертификаты) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификаты соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденному РК ТС от 18.10.2011 № 823;
- сертификат соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденному РК ТС от 18.10.2011 № 825 для СИ, применяемых на ОПО во взрывоопасных зонах;
- свидетельства о первичной или периодической поверке со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР;
- документ на методику поверки;
- заводской паспорт, руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

При необходимости в комплект СИ должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование (калибраторы, HART-коммуникаторы) и программное обеспечение для конфигурации и настройки.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования.

Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений.

СИ должны быть защищены от несанкционированного доступа к результатам измерений, в конструкции СИ должны быть предусмотрены места для опломбирования.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча ХАРЬЯГА». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ.

Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом отраслевых методических и руководящих документов.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации учтены все требования к условиям применения и способам установки в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанными в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Средства измерения, заложенные в проекте - это приборы на устьях и выкидных линиях скважин (манометры, датчики давления, датчики температуры).

Для аналитического контроля технологических процессов и физико-химических показателей (параметров) измеряемой среды предусматриваются пробоотборные устройства на устьях скважин.

Пробы для определения показателей качества (параметров) нефти отбирают в соответствии с ГОСТ 2517-2012 «Нефть и Нефтепродукты. Методы отбора проб». Анализ проб производится в химической лаборатории, расположенной на ЦПС.

9 Система управления и распределения электроэнергии СУРЭ

Для подключения проектируемых погружных насосов добывающих скважин выполняется модернизация существующего КТПНу 6/0,4 кВ, Сооружение 4 РУНН-0,4 кВ 02-ES-17150A/B: в резервные и проектируемые ячейки устанавливаются электронные счетчики активной электроэнергии.

Описание технических характеристик примененных электронных счетчиков, класса точности подробно изложены в разделе 5.1.1 «Система электроснабжения».

Проектом предусматривается организация канала последовательной связи RS-485 путем наращивания существующего шлейфа и подключения к существующему ПЛК в шкафу СУРЭ в КТПНу-6/0,4 кВ, расширение существующей системы для приема и обработки информации от счётчиков и передача по существующим каналам в центральный диспетчерский пункт на ЦПС для интеграции с СУРЭ ЦПС.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ О пожарной безопасности.
2. Федеральный закон от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ Об обеспечении единства измерений.
3. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
4. Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
5. Федеральный закон от 30.12.2009-г. №384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».
8. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28.08.2020г. № 2905 «Об утверждении порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, внесения изменений в сведения о них, порядка выдачи сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, формы сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения».
9. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными нормативными документами по поверке, указанными в описаниях типа к СИ».
10. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».
11. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».
12. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».
13. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в

ОБ	-	Зам.	-		28.08.26	1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			26

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

- области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
14. ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия.
 15. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
 16. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
 17. ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.
 18. Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения.
 19. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
 20. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования.
 21. ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
 22. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. С изм. № 1, 2, 3, 4, 5.
 23. ГОСТ 19.701-90 (ИСО-5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения
 24. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах
 25. ГОСТ 22782.3-77. Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты. Технические требования и методы испытаний.
 26. ГОСТ 24.104-2023. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
 27. ГОСТ 30804.4.2-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
 28. ГОСТ 30804.4.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
 29. ГОСТ 30804.4.4-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний
 30. ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
 31. ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

32. ГОСТ 31610.10-1-2022 Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды
33. ГОСТ 34.201-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем
34. ГОСТ Р 59793-2021. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
35. ГОСТ 34.602-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы
36. ГОСТ Р 50571.4.41-2022 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Защита для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током
37. ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования
38. ГОСТ Р 52350.14-2006 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
39. ГОСТ Р МЭК 60073-2000. Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
40. ПУЭ (Правила устройства электроустановок, шестое издание 1985 г. с изменениями и седьмое издание 1999...2003 г.г.).
41. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
42. СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.
43. СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования
44. СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.
45. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
46. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства.
47. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации.

						1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
05	-	Зам.	-		28.08.26			28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

Приложение Б

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»
 Харьягинское месторождение

25 августа 2026 г.

АКТ функциональной проверки СПС/ СОУЭ

Мы, нижеподписавшиеся,

От ООО «НЕСТРО ТЕХ»

Начальник участка

Бадретдинов М.Ю.

От ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Главный специалист участка МАСИТ

Семёнов С.Ю.

Начальник участка ОиРЭ

Торхов К.В.

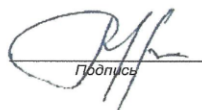
Составили настоящий акт о том, что 23–25 августа 2026 г. проведена функциональная проверка работоспособности датчиков обнаружения пожара, сигнализации пожарной и оповещения в зданиях и наружных установках кустовой площадки ЕР-1.

Заключение: Оборудование находится в исправном и работоспособном состоянии. Замечаний нет.

От ООО «НЕСТРО ТЕХ»

Начальник участка

Должность



Подпись

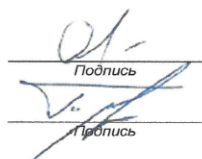
Бадретдинов М.Ю.

ФИО

От ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча
 Харьяга»

Главный специалист участка МАСИТ

Должность



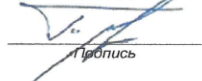
Подпись

Семёнов С.Ю.

ФИО

Начальник участка ОиРЭ

Должность



Подпись

Торхов К.В.

ФИО

Рис. Б-1. Акт функциональной проверки СПС/СОУЭ

05	-	Зам.	-		28.08.26	1971-ГВН-314400-5-ТР3-001	АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			29

Формат А4

Настоящий документ является собственностью ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Запрещается его хранение, воспроизведение или разглашение другим лицам без письменного разрешения Компании.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПРИЗНАК КИПИА

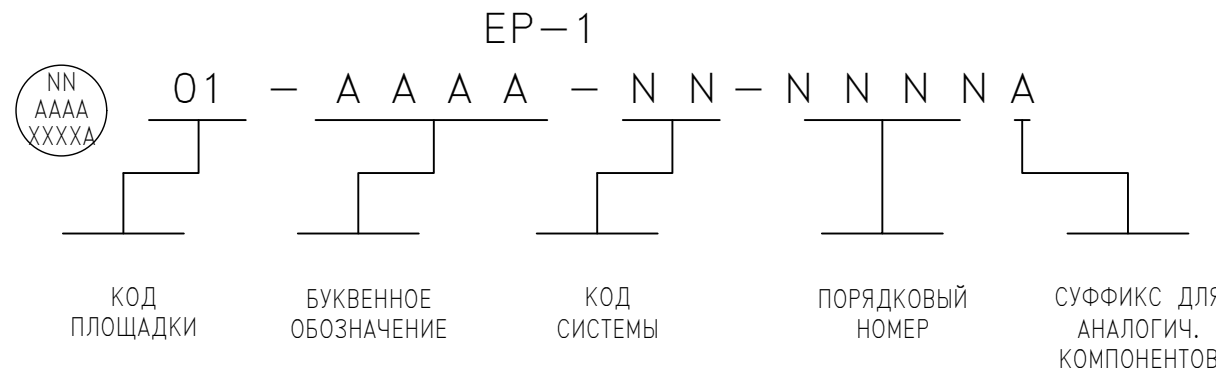
BDV — клапан сброса давления	LI — уровень индикация	TE — температура, первичный элемент
CE — коррозия, первичный элемент (эл.сопротивление)	LIC — уровень, индикация и регулирование	TG — температура, местный измеритель (термометр)
CI — коррозия, индикация	LRC — уровень, регистрация и регулирование	TIC — температура, индикация и регулирование
CP — коррозия, проба (образец)	LS — уровень, сигнализатор (реле)	TR — температура, регистрация
CT — коррозия, датчик аналоговый	LT — уровень, датчик аналоговый	TS — температура, сигнализатор
DE — плотность, первичный элемент	LTC — уровень, датчик аналоговый, регулирующий	TT — температура, датчик аналоговый
EE — напряжение, первичный элемент	LV — уровень, регулирующий клапан	TW — термокарман
EI — напряжение, индикация	LY — уровень, реле или вычислительное устройство	TY — температура, реле или вычислительное устройство
ESDV — клапан аварийного останова	MOV — клапан с электродвигателем	UA — обобщенный аварийный сигнал
FA — расход, аварийный сигнал	MVD — частотно-регулируемый привод	WE — нагрузка, первичный элемент
FC — расход, регулирование	PA — давление, аварийный сигнал	WI — нагрузка, индикация
FE — расход, первичный элемент	PC — давление, регулирование	WR — нагрузка, регистрация
FFIC — расход, соотношение, индикация, регулирование	PCV — регулятор давления прямого действия	WT — нагрузка, датчик аналоговый
FFRC — расход, соотношение, регистрация, регулирование	PD — перепад давления	XE — прочее, первичный элемент
FG — расход, смотровое стекло	PDA — перепад давления, аварийный сигнал	XHS — прочее, ручной переключатель
FI — расход, индикация	PDC — перепад давления, регулирование	XI — прочее, индикация
FIC — расход, индикация и регулирование	PDI — перепад давления, индикация	XIA — изменение статуса аварийного сигнала
FIR — расход, индикация и регистрация	PDIC — перепад давления, индикация и регулирование	XL/XA — прочее, световой сигнал/аварийный сигнал
FO — ограничительная диафрагма	PDIS — перепад давления, сигнализатор с индикатором	XS — прочее, сигнализатор
FQI — расход, счетчик с индикацией	PDIT — перепад давления, датчик аналоговый с индикатором	XSL — прочее, сигнализатор, низкое
FQIS — расход, счетчик–сигнализатор с индикатором	PDS — перепад давления, сигнализатор	XSV — отсечной клапан, механический
FQR — расход, счетчик с регистрацией	PDT — перепад давления, датчик аналоговый	XT — прочее, датчик аналоговый
FR — расход, регистрация	PG — давление, местный измеритель (манометр)	XV — двухпозиционный клапан
FRC — расход, регистрация и регулирование	PI — давление, индикация	XY — соленоидный (электромагнитный) клапан
FS — расход, сигнализатор, реле	PIC — давление, индикация и регулирование	YE — радиальная вибрация, первичный элемент
FT — расход, датчик аналоговый	PS — давление, сигнализатор (реле)	YI — радиальная вибрация, индикация
FV — расход, регулирующий клапан	PSDV — клапан тенологического останова	YS — радиальная вибрация, сигнализатор
FX — расход, струевыпрямитель	PSE — элемент защиты по давлению (разрывной диск)	YT — радиальная вибрация, датчик аналоговый
FY — расход, реле или вычислительное устройство	PSV — предохранительный клапан давления	ZA — положение, аварийный сигнал
HC — ручное регулирование	PT — давление, датчик аналоговый	ZC — положение, регулирование
HCV — ручной регулирующий клапан	PV — давление, регулирующий клапан	ZE — положение, первичный элемент
HIC — ручное, индикация и регулирование	PVSV — предохранительный клапан давления вакуума	ZI — положение, индикация
HIS — ручной переключатель с индикатором	PY — давление, реле или вычислительное устройство	ZIH — положение, индикация (открыт)
HOV — клапан с ручным приводом	PZ — исполнительный механизм давления	ZIL — положение, индикация (закрыт)
HS — ручной переключатель	SC — пробоотборное соединение	ZIS — положение, сигнлизатор с индикатором
IE — ток, первичный элемент	SDV — отсечной клапан	ZIT — положение, датчик аналоговый с индикатором
II — ток, индикация (амперметр)	SI — частота вращения, индикация	ZS — положение, сигнализатор
IR — ток, регистрация	SIC — частота вращения, индикация и регулирование	ZSH — положение, сигнализатор (открыт)
JI — мощность, индикация (ваттметр)	SP — уставка	ZSHL — положение, сигнализатор (открыт/закрыт)
LA — уровень, аварийный сигнал	SS — частота вращения, сигнализатор	ZSL — положение, сигнализатор (закрыт)
LC — уровень, регулирование	TA — температура, аварийный сигнал	ZST — положение, сигнализатор (тест)
LG — уровень, мерное стекло (местный измеритель)	TC — температура, регулирование	ZT — положение, датчик аналоговый
		ZY — положение, реле или вычислительное устройство

СИГНАЛИЗАТОРЫ ИЛИ АВАРИЙНЫЕ СИГНАЛЫ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ

LSH — сигнализатор высокого уровня
LSHL — сигнализатор высокого и низкого уровня
LSL — сигнализатор низкого уровня
LAN — аварийный сигнал высокого уровня
LANH — аварийный сигнал аварийно-высокого уровня
LAL — аварийный сигнал низкого уровня
LALL — аварийный сигнал аварийно-низкого уровня

Все другие сигнализаторы и аварийные сигналы обозначаются аналогично путем добавления постфикс, например: FAN — аварийный сигнал высокого расхода, PSL — сигнализатор низкого давления.

СИСТЕМА МАРКИРОВКИ КИПуА



КОД ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

10 — устья скважин
12 — выкидные линии и манифольды
17 — экспорт нефти
19 — пластовая вода
20 — системы управления
45 — сброс на свечу
53 — дренаж
59 — хранение и закачка химреагентов
63 — дизельное топливо
68 — системы безопасности
69 — система CO2
70 — производство электроэнергии
71 — распределение электроэнергии
72 — аварийное распределение электроэнергии
80 — обкв

КОД ПЛОЩАДКИ

01 — EP-1

СИСТЕМА МАРКИРОВКИ ТРУБОПРОВОДОВ



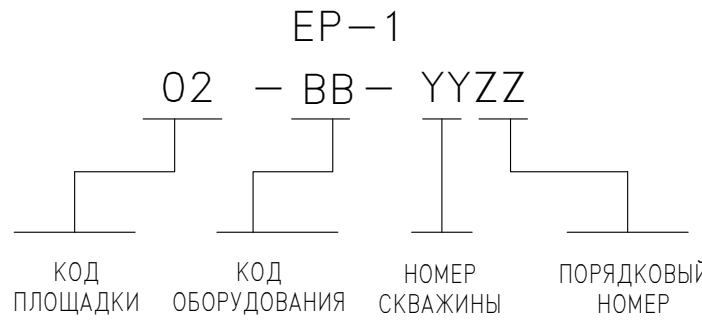
КОД НАЗНАЧЕНИЯ "II"

FW — флюид скважин
WI — вода для закачки
IC — ингибитор коррозии

КОД ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ "TT"

HT — электрообогрев

СИСТЕМА МАРКИРОВКИ АРМАТУРЫ



КОД ОБОРУДОВАНИЯ "BV"

BV — кран шаровой
CK — клапан обратный
HV — клапан запорный (вентиль)
MOV — электроприводная запорная арматура
HCV — дроссельный клапан

1. Смотреть совместно с чертежами 1971–ГВН–314400–5–ТР3–004...
1971–ГВН–314400–5–ТР3–011

05	28.08.26	IFC	выпущено для замечаний		Зорохин	Кимляк	Горев		
04	22.06.26	IFC	выпущено для замечаний		Зорохин	Кимляк	Горев		
03	03.06.26	IFC	выпущено для замечаний		Зорохин	Кимляк	Горев		
02	22.04.36	IFC	выпущено для замечаний		Зорохин	Кимляк	Горев		
РЕД.	ДАТА	СТАТУС	ОПИСАНИЕ СТАТУСА		РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.		
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяг". Без письменного разрешения Общества его нельзя хранить, копировать или раскрывать его содержание посторонним лицам.									
				Редакция:	05	Масштаб:	—	Формат:	A1
				1971–ГВН–314400–5–ТР3–003					
				Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин EP–1. Обустройство скважин E1–14, E1–25 (Очередь 4С)					
05	—	Зам.	—	28.08.26					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Погр.	Дата				
Разраб.	Зорохин			28.08.26					
						Стария	Лист	Листов	
						П		1	
Рук.напробл.	Кимляк			28.08.26	Условные обозначения. Схема автоматизации функциональная				
Н.контр.	Кимляк			28.08.26					
ГИП	Горев			28.08.26					
				АО		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			
				Формат A1 Файл 1971–ГВН–314400–5–ТР3–003_005.dwg					

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ КИП



— линия подключения прибора к процессору

- - - - - ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ СИГНАЛ

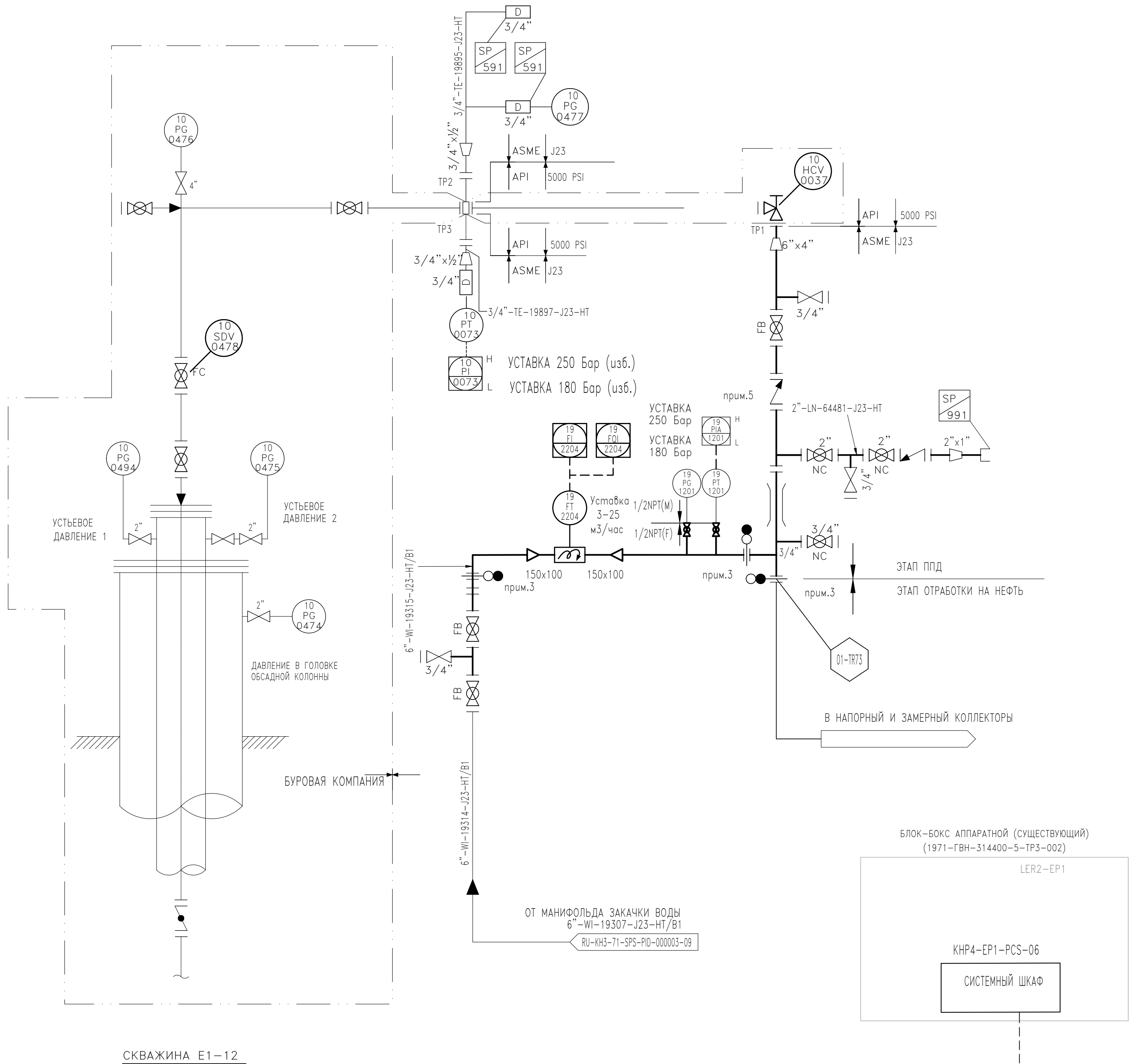
○ ○ ○ ○ ПРОГРАММНАЯ СВЯЗЬ

1. Смотреть совместно с чертежами 1971-ГВН-314400-5-ТР3-003, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-005...1971-ГВН-314400-5-ТР3-011
2. Уровни основания - 1, 2 или 3. В связи с использованием каскадного основания показан только нижний уровень.
3. Все трубы КИП должны иметь обгорев.
4. Все наружные камеры приборов должны иметь жесткие, трубные соединения для дренажа.

05	28.08.26	ИГС	выпущено для замечаний	Зарогин	Кирилл	Горев
04	22.06.26	ИГС	выпущено для замечаний	Зарогин	Кирилл	Горев
03	03.06.26	ИГС	выпущено для замечаний	Зарогин	Кирилл	Горев
02	22.04.36	ИГС	выпущено для замечаний	Зарогин	Кирилл	Горев
РЕД.	ДАТА	СТАТУС	ОПИСАНИЕ СТАТУСА	РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.

																							
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяя". Без письменного разрешения Общества его нельзя копировать, использовать или распространять его содержание посторонним лицам.																							
										Редакция:		05		Масштаб:		—		Формат:		A1			
										1971-ГВН-314400-5-ТР3-004													
										Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)													
05		—		Зам.		—		28.08.26															
Изм.		Колуч.		Лист		№зак.		Подп.		Дата													
Разраб.		Заказчик						28.08.26															
										Стадия										Лист		Листов	
										П												1	
Рук.напробл.		Кимлак						28.08.26		Символа.										АО ГИПРОВOSTOKNEFTЬ			
Н.контрп.		Кимлак						28.08.26		Схема автоматизации функциональная													
ГИП		Гореб						28.08.26															

Создано	22.06.26	Фигурка		Взам. инв. N		Попр. и дата		Иск. N позн.	
Создано	22.06.26	Фигурка		Взам. инв. N		Попр. и дата		Иск. N позн.	



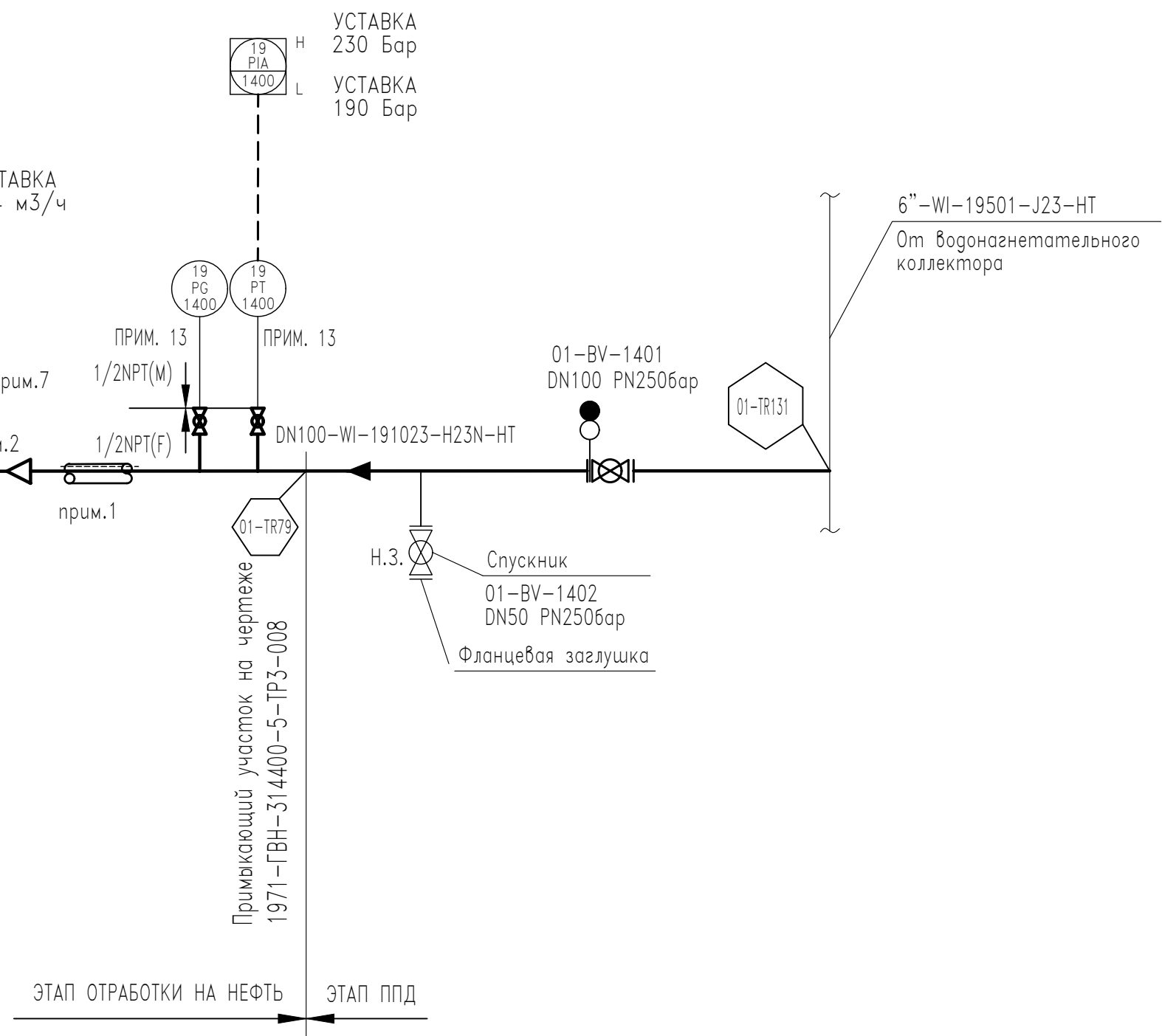
1. Данный чертеж основан на чертеже из ранее выполненного проекта 0994-ГВН-310004-6-НВК-СА-001.
2. Все технологические, инженерные линии, обеспечиваются теплоизоляцией и электрообогревом.
3. При переводе скважины с режима работы нагнетания на отработку на нефть, во фланцевые пары установить межфланцевые заглушки в положение "закрыто", т.е. отключить выделенный участок нагнетательного трубопровода.
4. К обозначениям всех КИПиА и технологического оборудования добавляется индекс "01" – код площадки.
5. Обратный клапан разбирается на линии после отработки на нефть.
6. Датчик расхода в обогреваемом термочехле.
7. Рабочее давление на устье скважины 210 бар.
8. Условные обозначения приведены на чертежах 1971-ГВН-314400-5-ТР3-003, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-004.

БЕЗ ИЗМЕНЕНИЙ НА ЭТОМ ЛИСТЕ

05

05	28.08.26	ИФС		выпущено для замечаний	Зарохин	Кимлак	Горев
04	22.06.26	ИФС		выпущено для замечаний	Зарохин	Кимлак	Горев
03	03.06.26	ИФС		выпущено для замечаний	Зарохин	Кимлак	Горев
02	22.04.36	ИФС		выпущено для замечаний	Зарохин	Кимлак	Горев
РЕД.	ДАТА	СТАТУС		ОПИСАНИЕ СТАТУСА	РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.

 ЗАРУБЕЖНЕФТЬ -ДОБЫЧА ХАРЬЯГА				 ГИПРОВСТОКНЕФТЬ							
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга". Без письменного разрешения Общества его нельзя хранить, копировать или раскрывать его содержание посторонним лицам.											
				Редакция:	05	Масштаб:	—	Формат:	A1		
				1971–ГВН–314400–5–ТР3–005							
				Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР–1. Обустройство скважин Е1–14, Е1–25 (Очередь 4С)							
05	—	Зам.	—	28.08.26							
Изм.	Колыч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
Разраб.		Зарохин		28.08.26					Страница	Лист	Листов
									П		1
Рук.напробл.	Кимлак	28.08.26				Нагнетательная скважина Е1–12.		АО			
Н.контр.	Кимлак	28.08.26				Схема автоматизации функциональная		ГИПРОВСТОКНЕФТЬ			
ГИП	Горев	28.08.26									



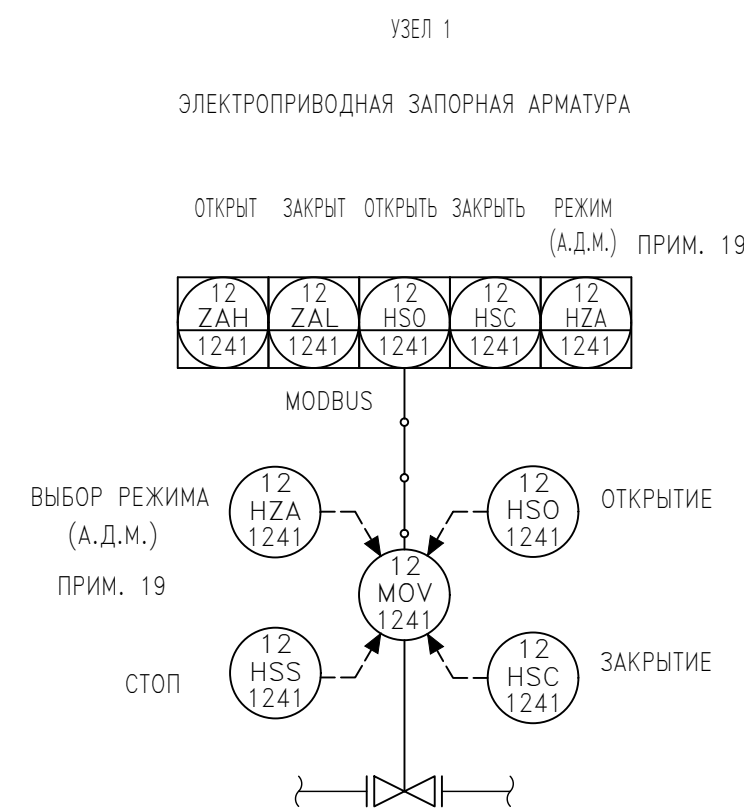
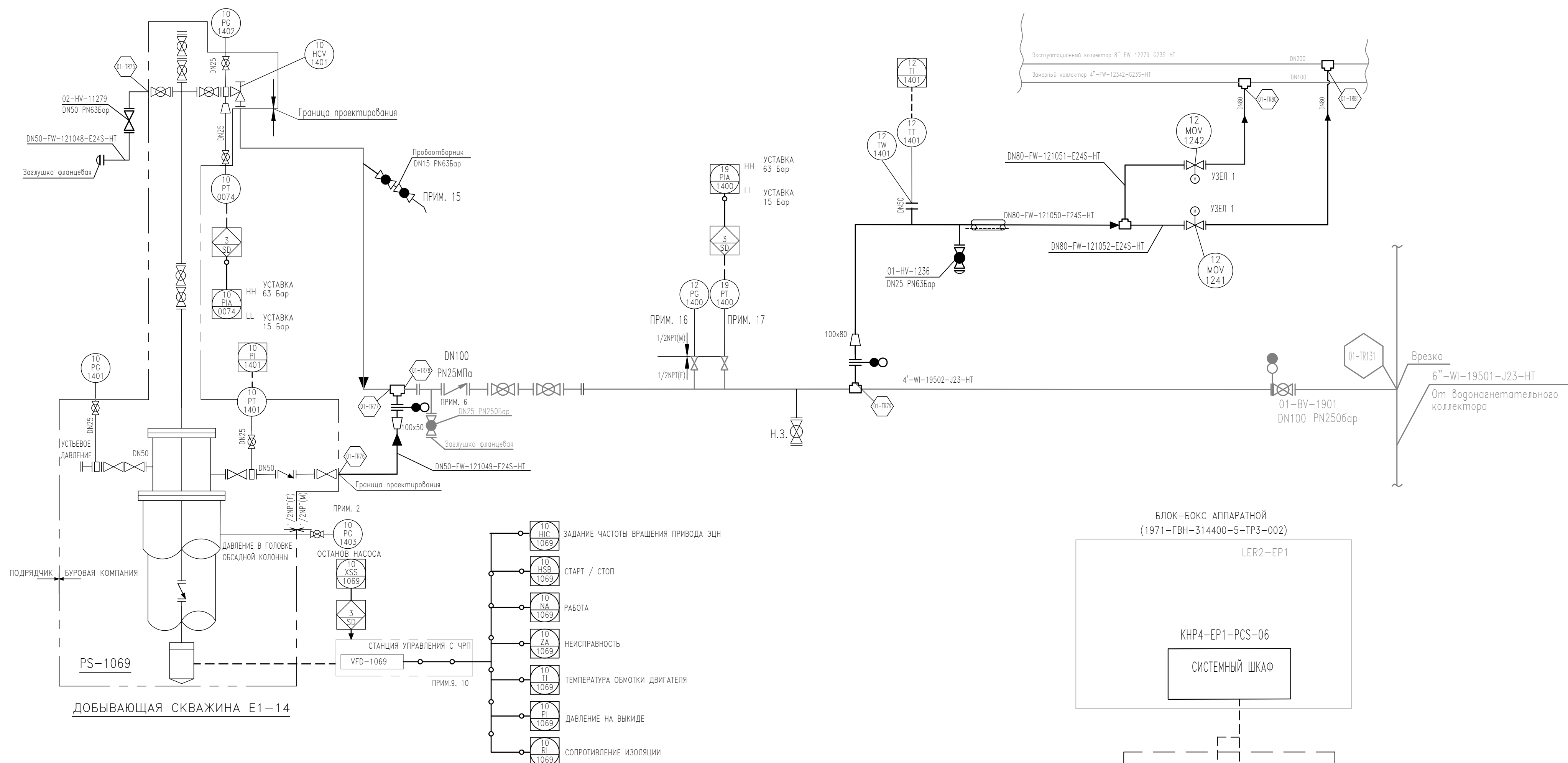
- БЕЗ ИЗМЕНЕНИЙ НА ЭТОМ ЛИСТЕ




Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-ДОБЫЧА ХАРЬЯГА" без письменного разрешения Общества его нельзя хранить, копировать или раскрывать его содержание посторонним лицам.

		Редакция:		05	Масштаб:	—	Формат:	A1
1971—ГВН—314400—5—ТР3—006								
Проект обустройства Харагуйского месторождения. Куст скважин ЕР—1. Обустройство скважин Е1—14, Е1—25 (Чертеж 4С)								
05	—	Зам.	—	30.08.26				
Изм.	Квал.	Лист	№ док.	Погн.	Дата			
Разроб.		Заохран			30.08.26	Статус	Лист	Листов
						П		1
Рук.напробл.	Химлак			30.08.26	Назметовелана скважина Е1—14. Схема автоматизации функционирования.			
Н.контрпр.	Химлак			30.08.26				
ГИП	Горев			30.08.26				
						АО ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		

Инб. N подл.	Подп. и дата	Взам. инб. N	Согласовано			Согласовано		
				Силин	28.08.26			



ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА	ЗАН	ZAL	HSO	HSC	HZA	HSS
12-MOV-1241	ЗАН-12-1241	ZAL-12-1241	HSO-12-1241	HSC-12-1241	HZA-12-1241	HSS-12-1241
12-MOV-1242	ЗАН-12-1242	ZAL-12-1242	HSO-12-1242	HSC-12-1242	HZA-12-1242	HSS-12-1242

1. Все технологические и инженерные линии обеспечиваются теплоизоляцией и электрообогревом.
2. Точкой подключения FW при эксплуатации на нефть является ответной фланец шарового крана.
3. Фланцевые пары предназначены для обслуживания и капитального ремонта скважины.
4. Трубная обвязка скважины Е1-14 предусматривается в 3-ом этапе строительства.
5. Обвязка на период эксплуатации скважины на нефть выполняется на давление 6,3МПа.
6. После обработки на нефть обратный клапан разворачивается для пропуски потока закачиваемой воды.
7. Трубопровод FW подключается только при обработке на нефть.
8. Условные обозначения приведены на чертежах 1971-ГН-314400-5-ТР3-003, 1971-ГН-314400-5-ТР3-004.
9. Комплектация фланцовой арматуры в обьём АО "Турбоостокнефть" не входит.
10. Продолжительность периода обработки на нефть определяется Заказчиком.
11. К обозначениям чисел КПИ/А и технологического оборудования добавляется индекс "01" – код плашки.
12. Полный перечень схем/ов представлен в документации поставщика на насос.
13. Конт. после демонтажной обвяз. между станцией управления насоса и системой ИСУВ для контроля состояния и неисправности насоса.
14. Приборы, СУЗ с электроприводом применяются при обработке на нефть водонагнетательной скважины и при переводе ее на газетание. При переводе скважины на газетание изменяется установка прибор КИП.
15. Приборотборщик должен демонтировать при переводе скважины в фонд ПДП, после обработки на нефть.
16. После обработки на нефть КИП демонтируется с заменой на прибор с соответствующим диапазоном измерений.
17. После обработки на нефть датчики давления перекалибровываются.
18. Схема работы скважины при газетании дана на чертеже 1971-ГН-314400-5-ТР3-006.
19. А.Д.М. – автономный, дистанционный, местный.



05	28.08.26	ИФС	выпущено для замечаний	Зарожен	Компэлх	Горев
04	22.06.26	ИФС	выпущено для замечаний	Зарожен	Компэлх	Горев
03	03.06.26	ИФС	выпущено для замечаний	Зарожен	Компэлх	Горев
02	22.04.36	ИФС	выпущено для замечаний	Зарожен	Компэлх	Горев
РЕД.	ДАТА	СТАТУС	ОПИСАНИЕ СТАТУСА	РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.

 ЗАРУБЕЖНЕОЙ ДОБЫЧА ХАРЬЯТА						 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ						
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕОЙ-добыча Харьята". Без письменного разрешения Общества его нельзя тиражировать, копировать или разрабатывать его содержание посторонними лицами.												
			Редакция:		05	Масштаб:		—		Формат:		A1
			1971—ГВН—314400—5—ТР3—008									
05			—	Зам.	—	28.08.26						
Изм.			Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.			Зодохин			28.08.26						
Рук.напр.авт.			Химлак			28.08.26						
Н.контр.			Химлак			28.08.26						
ГИП			Гореб			28.08.26						
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)							Статус		Лист	Листов		
							П			1		
Отработка на нефть газометательной скважины Е1-14. Схема автоматизированной функциональная							АО		ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			

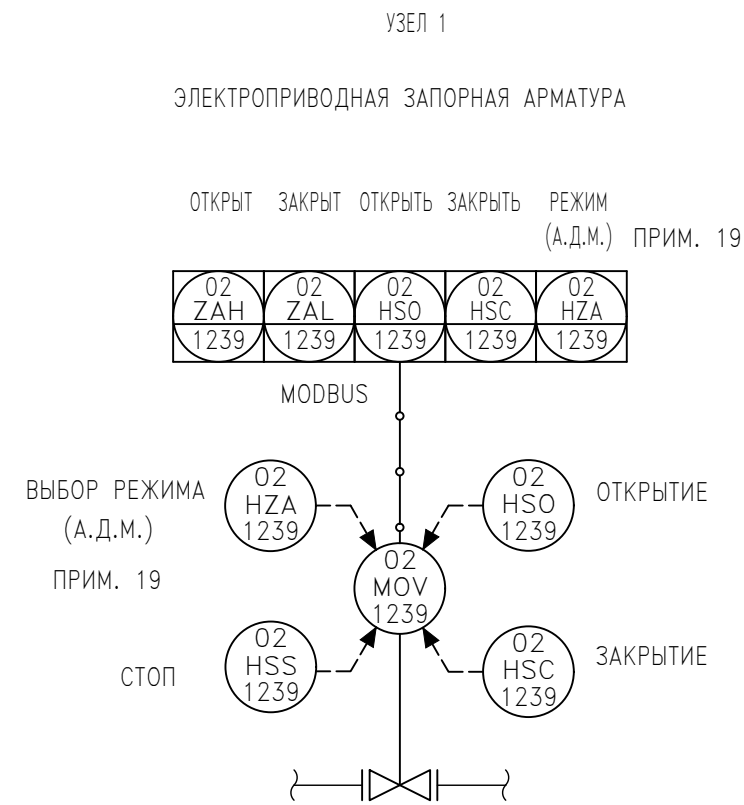
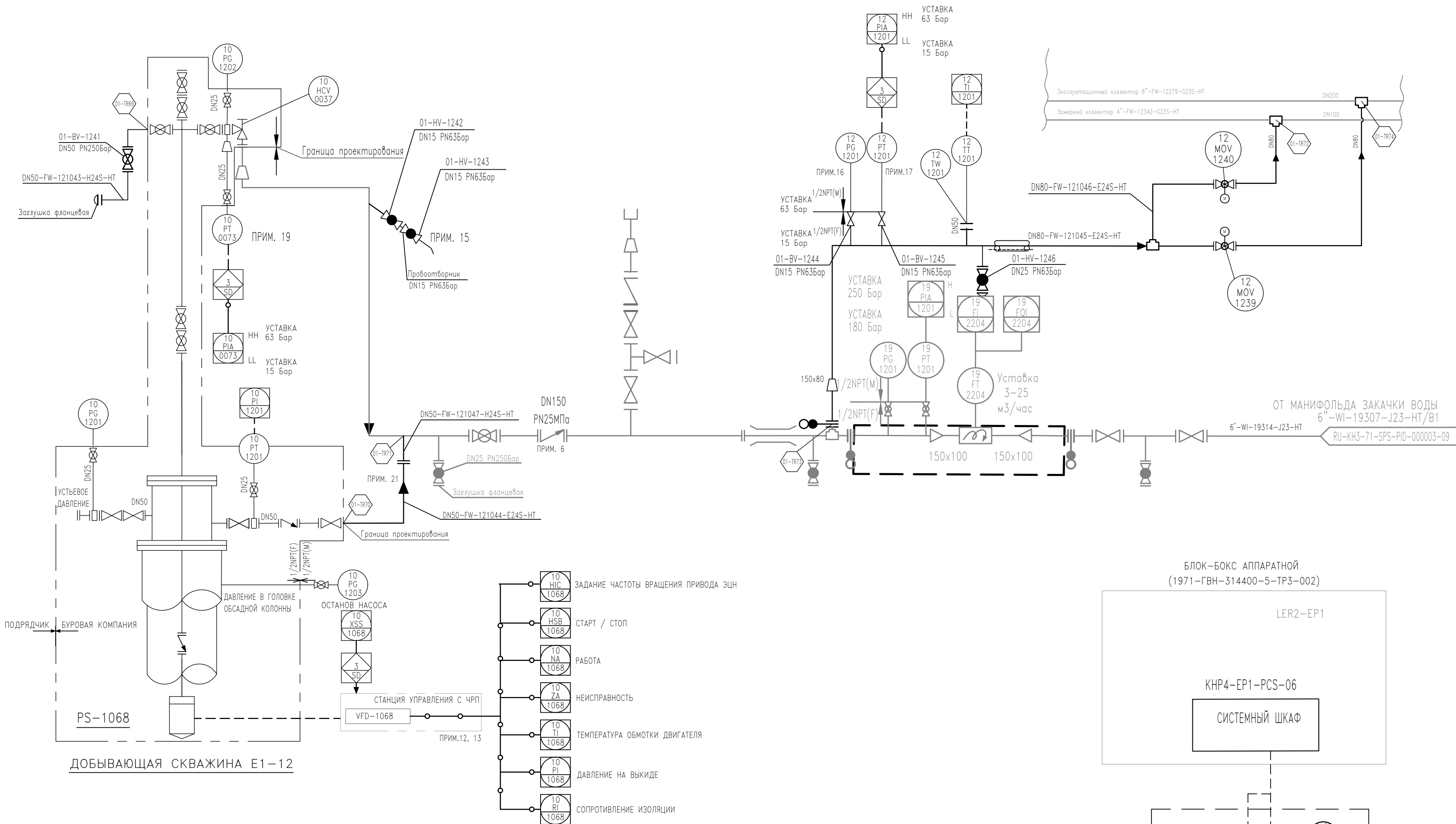


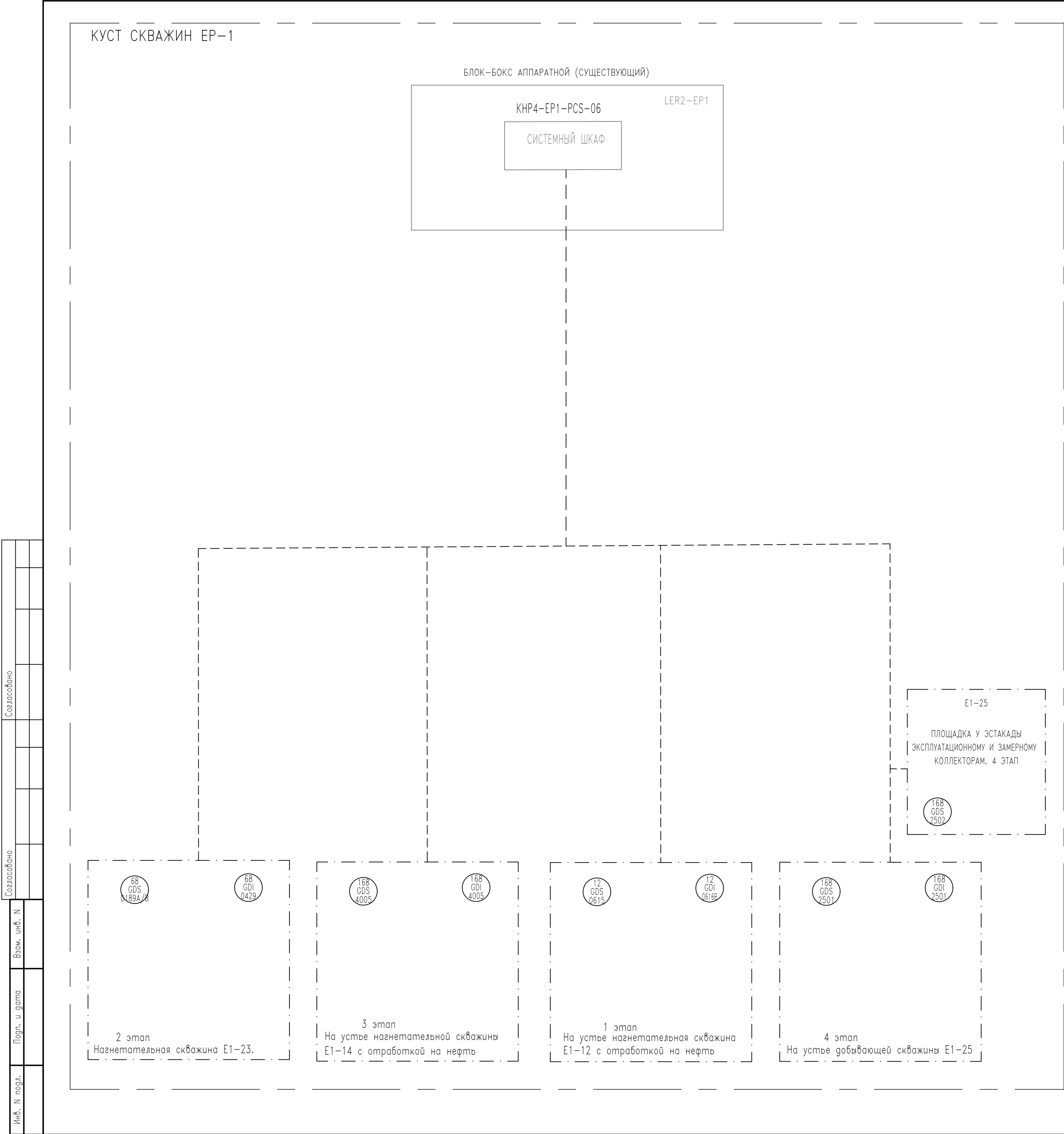
ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ						
ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА	ЗАН	ZAL	HSO	HSC	HZA	HSS
12-MOV-1239	ЗАН-12-1239	ZAL-12-1239	HSO-12-1239	HSC-12-1239	HZA-12-1239	HSS-12-1239
12-MOV-1240	ЗАН-12-1240	ZAL-12-1240	HSO-12-1240	HSC-12-1240	HZA-12-1240	HSS-12-1240

- Все технологические и инженерные линии обеспечиваются теплоизоляцией и электрообогревом.
- Точкой подключения FW при отработке на нефть является ответный фланец шарового крана.
- Фланцевые пары предназначены для обслуживания и капитального ремонта скважины.
- Грубая обвязка скважины Е1-12 предусматривается в 1-ом этапе строительства.
- Обвязка на период отработки скважины на нефть выполняется на давление 6,3МПа.
- После отработки на нефть обратный клапан разбирается для пропуска потока закачиваемой воды.
- Трубопровод FW подключается только при отработке на нефть.
- Условные обозначения приведены на чертежах 1971-ГВН-314400-5-ТР3-003, 1971-ГВН-314400-5-ТР3-004.
- Комплектация фонтанной арматуры в объеме АО "Гипростокнефть" не входит.
- Продолжительность периода отработки на нефть определяется Заказчиком.
- К обозначениям всех КИПиА и технологического оборудования добавляется индекс "1" - код площадки.
- Полный перечень сигналов представлен в документации поставщика на насос.
- Канал последовательной связи между станцией управления насоса и системой ИСУВ для контроля состояния и неисправности насоса.
- Приборы, ЗУ с электроприводом применяются при отработке на нефть водонагревательной скважины и при переводе ее на нагнетание. При переводе скважины на нагнетание изменяются уставки приборов КИП.
- Проботборник будет демонтирован при переводе скважины в фонд ППД, после отработки на нефть.
- После отработки на нефть КИП демонтируются с заменой на приборы с соответствующим диапазоном измерений.
- После отработки на нефть датчики давления перекалибровываются.
- Схема работы скважины после перевода в нагнетание дана на чертеже 1971-ГВН-314400-5-ТР3-005.
- А.Д.М. - автоматический, дистанционный, местный.

БЕЗ ИЗМЕНЕНИЙ НА ЭТОМ ЛИСТЕ

05	28.08.26	ИФС	Выпущено для замечаний	Зарохин	Кимляк	Горев
04	22.06.26	ИФС	Выпущено для замечаний	Зарохин	Кимляк	Горев
03	03.06.26	ИФС	Выпущено для замечаний	Зарохин	Кимляк	Горев
02	22.04.36	ИФС	Выпущено для замечаний	Зарохин	Кимляк	Горев
РЕД.	ДАТА	СТАТУС	ОПИСАНИЕ СТАТУСА	РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.

 ЗАРУБЕЖНЕФТЬ ДОБЫЧА ХАРЬЯГА			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ				
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга". Без письменного разрешения Общества его нельзя хранить, копировать или раскрывать его содержание посторонним лицам.							
Редакция:		05	Масштаб:		—	Формат:	A1
1971-ГВН-314400-5-ТР3-009							
Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР-1. Обустройство скважин Е1-14, Е1-25 (Очередь 4С)							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полн.	Дата		
05	—	Зам.	—		28.08.26		
Разраб.		Зарохин			28.08.26		
						Страница	Лист
						П	1
Рук.напробл.		Кимляк			28.08.26		
Н.контр.		Кимляк			28.08.26		
ГИП		Горев			28.08.26		
Добычающая скважина Е1-12. Схема автоматизации функциональная						АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	
ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ
GDI	ДЕТЕКТОР УГЛЕВОДОРОДОВ (ОГНЕОПАСНЫХ ГАЗОВ)
GDS	ДЕТЕКТОР ОБНАРУЖЕНИЯ ТОКСИЧНОГО ГАЗА (H2S)
— — — — —	ЖЕСТКО–ПРОВОДНЫЕ ЛИНИИ СВЯЗИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ
	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛОЩАДКА
	БЛОК–БОКС

1. Система обнаружения газовых утечек входит в состав АСУТП, структурная схема которой показана на чертеже 1971–ГВН–314400–5–ТР3–002.
2. Классификация взрывоопасных зон показана на чертеже 1971–ГВН–314400–5–ТР1.2–005.
3. К обозначениям всех КИПиА и технологического оборудования добавляется индекс "01" (куст ЕР–1) – код площадки.
4. Аппаратура системы общей сигнализации предусмотрена маркой СС в 0947 проекте.

БЕЗ ИЗМЕНЕНИЙ НА ЭТОМ ЛИСТЕ

05

05	28.08.26	IFC	выпущено для замечаний			Задохин	Кимлак	Горев			
04	22.06.26	IFC	выпущено для замечаний			Задохин	Кимлак	Горев			
03	03.06.26	IFC	выпущено для замечаний			Задохин	Кимлак	Горев			
02	22.04.36	IFC	выпущено для замечаний			Задохин	Кимлак	Горев			
РЕД.	ДАТА	СТАТУС	ОПИСАНИЕ СТАТУСА			РАЗР.	ПРОВ.	УТВ.			
											
Настоящий документ является собственностью ООО "ЗАРУБЕЖНЕФТЬ–добыча Харьяга". Без письменного разрешения Общества его нельзя хранить, копировать или раскрывать его содержание посторонним лицам.											
						Редакция:	05	Масштаб:	–	Формат:	A2
						1971–ГВН–314400–5–ТР3–012					
						Проект обустройства Харьягинского месторождения. Куст скважин ЕР–1. Обустройство скважин Е1–14, Е1–25 (Очередь 4С)					
05	–	Зам.	–		28.08.26						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Погр.	Дата						
Разраб.		Задохин			28.08.26						
						Стадия			Лист	Листов	
						П				1	
Рук.направл.	Кимлак				28.08.26	Система газовой сигнализации. Схема структурная			АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.	Кимлак				28.08.26						
ГИП	Горев				28.08.26						

