ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр

“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик - АО "Газпромнефть-ННГ"

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 1 Куст скважин

ННГ-39-21-П-ИОС7.1

Том 5.7.1

2022

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр

“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик - АО "Газпромнефть-ННГ"

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 1 Куст скважин

ННГ-39-21-П-ИОС7.1

Том 5.7.1

Генеральный директор М.Х Хуснияров

Главный инженер проекта Э.Р. Мухитдинов

2022

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ННГ-39-21-П-ИОС7.1.С	Содержание тома	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1.ТЧ	Текстовая часть	
Графическая часть		
Куст скважин №138. Четвертая очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-004	Узел запорной арматуры	
Куст скважин №85. Вторая очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-004	Узел запорной арматуры	
Куст скважин №310. Вторая очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-004	Обвязка устья нагнетательной скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-005	Обвязка устья водозаборной скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-006	Узел запорной арматуры	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-007	Блок напорной гребенки	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Гибадуллина			09.2022
Проверил		Мухитдинов			09.2022
Н.контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1.С

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Стадия	Лист	Листов
П		2

ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»

Куст скважин №10. Третья очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
Куст скважин №108. Третья очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-004	Обвязка устья нагнетательной скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-005	Площадка АГЗУ-2	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-006	Дренажная емкость ЕД-2	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-007	Узел запорной арматуры №1	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-008	Площадка АГЗУ-3	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-009	Дренажная емкость ЕД-3	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-010	Узел запорной арматуры №2	
Куст скважин №206. Вторая очередь		
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-001	Схема технологическая принципиальная	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-002	План трубопроводов М1:500	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-003	Обвязка устья добывающей скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-004	Обвязка устья водозаборной скважины	
ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-005	Узел подключения к блоку напорной гребенки	

СОДЕРЖЕНИЕ

1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства 4

1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции 4

1.2 Основные технологические решения 10

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд 16

4 Описание источников поступления сырья и материалов 18

5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования 19

5.1 Обоснование выбора оборудования кустов скважин 19

5.2 Обустройство устьев добывающих, водозаборных, нагнетательных и скважин, переводимых под нагнетание 21

5.4 Технологические трубопроводы 28

5.4.1 Классификация и категория технологических трубопроводов 28

5.4.2 Гидравлический расчет трубопроводов 29

5.4.3 Расчет толщины стенки и срока службы технологических трубопроводов 57

5.4.4 Выбор труб и предъявляемые к ним требования 60

5.4.5 Монтаж трубопроводов 62

5.4.6 Сварка и контроль сварных стыков трубопроводов 64

5.4.7 Очистка полости и испытания трубопроводов 66

5.4.8 Защита от коррозии и решения по тепловой изоляции 70

6 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъёмного оборудования транспортных средств и механизмов 71

7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям 72

8 Наличие сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности 75

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Гибадуллина			09.22
Проверил		Мухитдинов			09.22
Н.контр.		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-ИОС7.1.ТЧ

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Стадия	Лист	Листов
П	1	120

ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»

9 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.....76

9.1 Численность эксплуатационного персонала.....76

9.2 Организация и оснащение рабочих мест.....76

9.3 Квалификационные требования к персоналу, обучение персонала 80

9.4 Факторы производственной среды.....80

9.5 Защита работающих в условиях отрицательных температур и в летний период 84

9.6 Производственный шум 85

9.7 Вибрация.....87

9.8 Освещение 88

9.9 Электромагнитные излучения 90

9.10 Качество воздуха 91

9.11 Тяжесть и напряженность трудового процесса.....92

9.11.1 Тяжесть труда 92

9.11.2 Напряженность трудового процесса 94

9.12 Общая гигиеническая оценка 96

9.13 Медицинские осмотры.....97

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственного объекта.....100

10.1 Описание принятых технических решений с точки зрения обеспечения безопасности труда 103

10.2 Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты .106

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....109

12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники 110

13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....111

14 Сведения о виде, составе и планируемом объёме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 112

15 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 113

16 Мероприятия и проектные решения, направленные на предотвращении несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов....115

17 Обоснование выбора функционально-технологически, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....117

Ссылочные нормативные документы.....118

1 СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРОГРАММЕ И НОМЕНКЛАТУРЕ ПРОДУКЦИИ, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Основанием для разработки проектной документации «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» являются:

- утвержденный инвестиционный проект АО «Газпромнефть-ННГ»;
- протокол ЦС ЦКР Роснедр по УВС №7478 от 21.12.2018 г;
- протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС №7769 от 05.12.2019 г.;
- протокол 3С нефтегазовая секция ЦКР Роснедр по УВС №90-18 от 27.11.2018 г.;
- протокол ЦС ЦКР Роснедр по УВС №7625 от 21.12.2018.
- задание на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0176/20 от 15.12.2020 г., утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.А. Шушаковым в 2020 г;
- дополнение №1 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0013/21 от 11.02.2021г., утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2022 г;
- дополнение №2 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0031/21 от 19.03.2021 г., утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2022 г;
- дополнение №3 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0059/21 от 19.05.2021 г., утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2022 г.
- дополнение №4 к заданию на проектирование «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений» №ЗП-0059/21 от 19.05.2021 г., утвержденное генеральным директором АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» А.В. Огородовым в 2022 г.

Вид строительства – новое строительство.

Режим работы – непрерывный, круглогодичный, круглосуточный, 365 дней в году.

В данном разделе проектной документации рассматриваются технологические решения по дообустройству дополнительными скважинами кустовых площадок №138, 85

Вынгаяхинского месторождения, №310 Валынтойского, № 10 Карамовского, №108 и 206 Крайнего месторождений.

При строительстве дополнительных скважин на существующих кустовых площадках выполняется оснащение площадок инженерным оборудованием, коммуникациями для добычи нефти и заводнения и пподключение проектируемых скважин.

Проектом предусмотрено применение современных технологий и оборудования, обеспечивающих минимальные потери углеводородного сыртя, противопожарную, эксплуатационную и экологическую безопасность объектов.

Основные технико-экономические показатели в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1 - **Основные технико-экономические показатели**

Наименование	Ед.изм.	Характеристика
1	2	3
Куст скважин №138 Вынгаяхинского месторождения		
Добывающие скважины	шт.	1
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин:		
- жидкости, м3/сут.	$м^3$/сут.	151
- нефти, т/сут.	т/сут	44,3
- газа, тыс.м3/сут	$м^3$/сут.	10
Обводненность	%	64
Газовый фактор	$м^3$/т	224
Куст скважин №85 Вынгаяхинского месторождения		
Добывающие скважины	шт.	1
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин:		
- жидкости, м3/сут.	$м^3$/сут.	88
- нефти, т/сут.	т/сут	20,4
- газа, тыс.м3/сут	$м^3$/сут.	4,4
Обводненность	%	72
Газовый фактор	$м^3$/т	215
Куст скважин №310 Валынтойского месторождения		
Добывающие скважины	шт.	6
Нагнетательная скважина после отработки на нефть	шт.	1
Водозаборная скважина	шт.	1
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин:		
- жидкости, м3/сут.	$м^3$/сут.	140
- нефти, т/сут.	т/сут	73,7
- газа, тыс.м3/сут	$м^3$/сут.	58,8

Обводненность	%	36
Газовый фактор	$м^3/т$	800
Максимальная закачка воды	$м^3/сут.$	150
Куст скважин №10 Карамовского месторождения		
Добывающие скважины	шт.	1
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин: - жидкости, м3/сут. - нефти, т/сут. - газа, тыс.м3/сут	 $м^3/сут.$ т/сут $м^3/сут.$	 125 20,3 1,31
Обводненность	%	80
Газовый фактор	$м^3/т$	65
Куст скважин №108 Крайнего месторождения		
Добывающие скважины	шт.	11
Нагнетательные скважины	шт.	2
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин: - жидкости, м3/сут. - нефти, т/сут. - газа, тыс.м3/сут	 $м^3/сут.$ т/сут $м^3/сут.$	 517 256,8 35,4
Обводненность	%	39
Газовый фактор	$м^3/т$	139
Максимальная закачка воды	$м^3/сут.$	282
Куст скважин №206 Крайнего месторождения		
Добывающие скважины	шт.	2
Нагнетательные скважины	шт.	1
Максимальные уровни добычи проектируемых скважин: - жидкости, м3/сут. - нефти, т/сут. - газа, тыс.м3/сут	 $м^3/сут.$ т/сут $м^3/сут.$	 100 51,3 6,1
Обводненность	%	38
Газовый фактор	$м^3/т$	120
Максимальная закачка воды	$м^3/сут.$	233

Согласно задания на проектирование проектом предусматриваются этапы строительства:

Вынгаяхинское месторождение

Куст скважин № 138. Четвертая очередь.

1 этап
Куст скважин № 138. Четвертая очередь.
Основание кустовой площадки

2 этап
Куст скважин № 138. Четвертая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 1 (по порядку)
Осветительная установка

Куст скважин № 85. Вторая очередь.

3 этап
Куст скважин № 85. Вторая очередь.
Основание кустовой площадки

4 этап
Куст скважин № 85. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 1 (по порядку)

Валынтойское месторождение

Куст скважин № 310. Вторая очередь.

5 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Основание кустовой площадки

6 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Площадка под КТПН, СУ и ТМПН
КТПН №2
Прожекторная мачта
ВЛ 6 кВ №1 т.вр. КТП №2 куст 310- КТП №2 куст 310

7 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство нагнетательной скважины № 1 (по порядку)

8 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 2 (по порядку)

9 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 3 (по порядку)

10 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 4 (по порядку)

11 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 5 (по порядку)

12 этап
Куст скважин № 310. Вторая очередь.
Обустройство водозаборной скважины (по порядку)
Блок напорной гребёнки

13 этап
ВЛ 6 кВ №2 т.вр. КТП №2 куст 310- КТП №2 куст 310

Карамовское месторождение

Куст скважин № 10. Третья очередь.

14 этап
Куст скважин № 10. Третья очередь.
Основание кустовой площадки

15 этап
Куст скважин № 10. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 1 (по порядку)

16 этап
Трубопровод нефтегазосборный к.10 - т.вр.к.10

Крайнее месторождение

Куст скважин № 108. Третья очередь.

17 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Основание кустовой площадки

18 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Площадка под КТПН, БКУ, СУ и ТМПН
КТПН №2
ВЛ 6 кВ №1 т.вр. КТПН №2 К-108 – КТПН №2 К-108

19 этап
ВЛ 6 кВ №2 т.вр. КТПН №2 К-108 – КТПН №2 К-108

20 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 1 (по порядку)
Установка измерительная (АГЗУ)
Дренажная емкость
Блок контроля и управления
Молниеотвод

21 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 2 (по порядку)

22 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство нагнетательной скважины № 3 (по порядку)

23 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 4 (по порядку)

24 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 5 (по порядку)

25 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 6 (по порядку)

26 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 7 (по порядку)

27 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 8 (по порядку)
Установка измерительная (АГЗУ)
Дренажная емкость
Блок контроля и управления
Молниеотвод
Осветительная установка

28 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 9 (по порядку)

29 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины № 10 (по порядку)

30 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство нагнетательной скважины № 11 (по порядку)

31 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины №12 (по порядку)

32 этап
Куст скважин № 108. Третья очередь.
Обустройство добывающей скважины №13 (по порядку)

33 этап
Трубопровод нефтегазосборный т.вр.к.75- т.вр.к.70

Куст скважин № 206. Вторая очередь.

34 этап
Куст скважин № 206. Вторая очередь.
Основание кустовой площадки

35 этап
Куст скважин № 206. Вторая очередь.
Обустройство водозаборной скважины (по порядку)
Блок напорной гребёнки

36 этап
Куст скважин № 206. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 1 (по порядку)

37 этап
Куст скважин № 206. Вторая очередь.
Обустройство добывающей скважины № 2 (по порядку)

38 этап
Трубопровод нефтегазосборный т.вр.к.70 – ДНС-1, вторая нитка

1.2 Основные технологические решения

Общие решения по кустовым площадкам.

Для проектируемых добывающих, водозаборной скважин предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных электронасосных установок типа УЭЦН.

Фонтанная устьевая арматура оборудуется на заводе необходимыми местными приборами для замера температуры, внутритрубного давления продукции скважины и в проектную документацию не входит.

Обвязка устьев добывающих скважин выполнена с обратным клапаном DN 80, PN 40.

Для отключения выкидных трубопроводов при производстве ремонтных работ в обвязке скважин предусматривается отключающая задвижка DN 80, PN 40.

Организация измерения продукции скважин в АГЗУ соответствует ГОСТ Р 8.615-2005.

Конструкция и способ размещения технологического оборудования с ЛВЖ (нефть) предотвращают растекание проливов при его разгерметизации за пределы куста скважин. Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевой арматуры при ремонте скважин проектом предусматриваются индивидуальные приустьевые поддоны, выполненные из листовой стали, которыми должны быть оснащены бригады, выполняющие ремонтные работы.

После отработки на нефть нагнетательные скважины переоборудуются под закачку воды: производится демонтаж погружного насоса, выполняется переобвязка устьевой арматуры манифольдом и подключение скважины к высоконапорному водоводу.

Замер объема закачиваемой в пласт воды производится счетчиками расхода воды для каждой скважины, которые размещены в существующих блоках напорных гребенок или на проектируемых открытых блоках гребенок.

Выбор и размещение оборудования на кустовой площадке приняты с учетом требований промышленной безопасности, эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Устьевая арматура, трубопроводы обвязки проектных добывающих, водозаборной и нагнетательных скважин приняты в тепловой изоляции.

Существующие скважины на кустовых площадках, попадающие в зону строительства проектируемых скважин на расстоянии менее высоты буровой вышки плюс 10 метров, необходимо временно законсервировать.

Принятое расчетное рабочее давление для выкидных трубопроводов и нефтегазосборного трубопровода Рраб.=4,0 МПа.

Площадка куста скважин №138 Вынгаяхского месторождения. Четвертая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 18 шт;
- нагнетательные скважины - 2 шт.
- измерительные установки АГЗУ-1, 2 40-10-400 полной заводской комплектации – 2 шт;
- скважинные установки дозирования химреагентов СУДР – 10 шт;
- установка дозирования химреагентов УДХ – 1шт;
- дренажная емкость ЕД-1 V=10,0 м^3;
- дренажная емкость ЕД-2 V=10,0 м^3;
- блок распределительной гребенки БГ на 4 выхода.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины №1.19 (496);
- строительство выкидной линии от скважины до существующей АГЗУ-2. Выкидная линия от скважины подключается к свободному штуцеру АГЗУ-2.

После АГЗУ-2 жидкость под собственным давлением по существующей системе нефтегазосбора поступает на ДНС-2 месторождения.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №85 Вынгаяхского месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 8 шт;
- измерительная установка АГЗУ 40-8-400 полной заводской комплектации – 1 шт;
- установка дозирования химреагентов УДХ – 1шт;
- дренажная емкость ЕД V=8 м3 – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины №1.9;
- строительство выкидной линии от скважины до существующей АГЗУ. Выкидная линия от скважины подключается для замера к существующей АГЗУ вместо выводимой из добычи сущ. скважины №2705.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по существующей системе нефтегазосбора поступает на ДНС-3 месторождения.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №310 Валынтойского месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 6 шт;

- измерительная установка АГЗУ-1 40-8-800 полной заводской комплектации – 1 шт;

- дренажная емкость ЕД V=8 м3 – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 4 шт;

- обустройство существующей нагнетательной скважины №516 после отработки на нефть – 1шт;

- обустройство скважины водозаборной – 1 шт;

- строительство выкидных линий от скважин до существующей АГЗУ-1. Проектируемые четыре добывающие скважины подключаются для замера к существующей АГЗУ-1: 2 скважины – к свободным штуцерам АГЗУ, 2 скважины - вместо выводимых из добычи сущ. скважин №510, 516.

От АГЗУ нефтегазоводяная смесь по системе существующих нефтегазосборных трубопроводов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято Ррасч=4,0 МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

Для организации системы ППД на кустовой площадке проектом предусмотрено:

- обустройство водозаборной скважины на сеноманский водоносный горизонт (по проекту бурения);

– перевод существующей добывающей скважины №516 в нагнетательную с переобвязкой устья переводимой скважины под нагнетание;

- установка открытого блока гребенок на 1 выход с прибором учета расхода воды из водозаборной скважины и в нагнетательную скважину.

Расчетное рабочее давление для высоконапорного водовода принято Ррасч=21,0 МПа по погружному насосу, установленному в водозаборной скважине.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №10 Карамовского месторождения. Третья очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 15 шт;

- добывающие скважины (ликвидированные) - 7 шт;

- скважины нагнетательные после отработки на нефть– 3 шт;

- скважины нагнетательные после отработки на нефть (ликвидированные) – 2 шт;

- измерительные установки АГЗУ-1, 2 на 12 подключений, полной заводской комплектации – 2 шт;

- дренажная емкость ЕД-1, 2 V=8 м3 – 2 шт;

- блок гребенок БГ на 6 выходов – 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающей скважины – 1 шт;

- строительство выкидной линии от проектируемой добывающей скважины до существующей АГЗУ-2. Скважина подключается для замера к свободному штуцеру АГЗУ, по системе существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу и существующей системе нефтегазосбора поступает на проектируемый Узел запорной арматуры №2 или в существующую систему нефтесбора - на УПСВГ- 2 месторождения (см. том ИОС7.2).

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято Ррасч=4,0 МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9,0 м, между группами скважин - 18 м.

Площадка куста скважин №108 Крайнего месторождения. Третья очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 8 шт;

- нагнетательные скважины – 3 шт;

- измерительная установка АГЗУ-1 40-8-400 на 8 подключений, полной заводской комплектации – 1 шт;

- дренажная емкость ЕД-1 V=12,5 м3 – 1 шт.

- блок гребенки на 4 выхода -1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 11 шт;

- обустройство нагнетательных скважин после отработки на нефть - 2 шт;

- монтаж измерительных установок АГЗУ-2, 3 40-8-400 на 8 подключений – 2 шт;

- монтаж дренажных емкостей ЕД-2, 3 V=12,5 м3 – 2 шт;

- строительство выкидных линий от проектируемых добывающих скважин до АГЗУ-2, 3;

- строительство дренажных трубопроводов от АГЗУ-2, 3 до дренажных емкостей ЕД-2, 3;

- строительство праспределительного высоконапорного водовода от существующего блока гребенки до скважины №2.4 и от проектируемого открытого блока гребенки до скважины №2.5.

Проектируемые скважины подключаются для замера к проектируемым АГЗУ-2, 3. После АГЗУ жидкость под собственным давлением по системе проектируемых и существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Конструкция и способ размещения технологического оборудования с ЛВЖ (нефть) предотвращают растекание проливов при его разгерметизации за пределы куста скважин. Для защиты почвы от загрязнений в результате возможных утечек от устьев скважин и опорожнения устьевой арматуры при ремонте скважин проектом предусматриваются индивидуальные приустьевые поддоны, выполненные из листовой стали, которыми должны быть оснащены бригады, выполняющие ремонтные работы.

Дренажные стоки с замерных установок направляются в дренажные емкости ЕД-2, 3 объемом 12,5 м^3. Опорожнение емкостей производится передвижными средствами с дальнейшим вывозом на площадку ДНС-1 месторождения. Дренажные ёмкости сообщаются с атмосферой через воздушники с огнепреградителем.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято Ррасч=4,0 МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

Существующая система ППД на кустовой площадке действует по централизованной схеме: подача очищенной пластовой воды от КНС, по существующим высоконапорным водоводам вода от КНС поступает на существующий блок напорной гребёнки (БГ на 4 выхода) для распределения и последующей закачки в 3 существующие нагнетательные скважины.

Для расширения системы ППД проектом предусмотрено:

- перевод проектных добывающих скважин №2.4 и 2.5 в нагнетательные с переобвязкой устьев переводимых скважин. На устьях скважин производится демонтаж погружного насоса, полная переобвязка скважин для дальнейшей эксплуатации в системе ППД и подключение скважины №2.5 к свободному штуцеру существующего блока гребенки, скважины №2.4 – к проектируемой открытой гребенке на 1 выход. Для замера объема закачиваемой пластовой воды в скважину №2.4 установлен индивидуальный счетчик расхода воды.

Расчетное рабочее давление для высоконапорных водоводов принято Ррасч=19,0 МПа по максимальному давлению насосов на закрытую задвижку, установленных на КНС.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 12,0 м, между группами скважин - 15 м.

Площадка куста скважин №206 Крайнего месторождения. Вторая очередь

В границах землеотвода располагаются существующее оборудование и сооружения:

- добывающие скважины - 7 шт;
- нагнетательные скважины – 2 шт;
- измерительная установка АГЗУ 40-10-400 на 10 подключений, полной заводской комплектации – 1 шт;
- дренажная емкость ЕД-1 V=10 м3 – 1 шт.;
- установка дозирования химреагента УДХ;
- емкость сбора нефти (недейств) – 1 шт;
- открытый блок напорной гребенки на 2 выхода - 1 шт.

В проекте приняты следующие технологические решения:

- обустройство добывающих скважин – 2 шт;

- обустройство водозаборной скважины – 1 шт;

- строительство выкидных линий от проектируемых добывающих скважин до существующей АГЗУ. Проектируемые две добывающие скважины подключаются для замера к существующей АГЗУ: 2 скважины – к свободным штуцерам АГЗУ, 2 скважины - вместо выводимых из добычи сущ. скважин №510, 516.

- строительство высоконапорного водовода от водозаборной скважины до существующего блока напорной гребенки.

После АГЗУ жидкость под собственным давлением по системе проектируемых и существующих нефтегазосборных коллекторов транспортируется на ДНС-1 месторождения.

Расчетное рабочее давление для системы нефтесбора принято Ррасч=4,0 МПа по погружному насосу, установленному в добывающих скважинах.

На кусте скважин предусмотрена подача воды в продуктивные пласты через нагнетательные скважины по следующей схеме: кустовая насосная станция – высоконапорный водовод – открытый блок гребенки на 2 выхода – нагнетательные скважины. Источником поступления пластовой воды в систему ППД является КНС-1.

Для расширения системы ППД проектом предусмотрено обустройство водозаборной скважины, пробуренной на сеноманский горизонт, для подачи дополнительного объема воды на заводнение пласта. При этом выполняется:

- обустройство водозаборной скважины – 1 шт;

- строительство высоконапорного водовода до существующего открытого блока гребенки на 2 выхода;

- установка счетчика объема воды, добываемой из водозаборной скважины.

Расчетное рабочее давление для высоконапорных водоводов принято Ррасч=23,0 МПа по максимальному давлению насосов на закрытую задвижку, установленных на КНС.

Размещение скважин на кусте выполнено группами (по 4 скважины) в 1 ряд. Расстояние между скважинами в группе 9,0 м, между группами скважин - 18 м.

2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД

К основному виду потребляемых ресурсов при добыче нефти, заводнении пластов относится потребление электроэнергии.

Основными проектируемыми потребителями электроэнергии на кустовых площадках являются:

- электроприводная запорная арматура;
- инженерные системы АГЗУ;
- электродвигатели погружных насосов скважин;
- осветительная установка;
- блок контроля и управления;
- шкафы ПРС.

Расчет электрических нагрузок и сведения по электроснабжению объекта представлены в разделе 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 1 «Система электроснабжения».

3 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ

Для замера количества жидкости, добываемой из нефтяных скважин, и контроля их работы на проектируемых кустах, проектом предусматривается блок измерительной установки полной заводской готовности.

Для замера количества воды, добываемой из водозаборных скважин, и контроля их работы на проектируемых кустах, проектом предусматривается блок измерительной установки полной заводской готовности. Замер дебита скважин проходит посредством камерного преобразователя СКЖ (метод измерения – объемный), установленного в данном блоке. Передача информационных данных систем телемеханики по дебитам добывающих скважин с технологических площадок кустов скважин месторождений осуществляется по средствам радиосвязи в диспетчерские пункты месторождений.

Комплектные трансформаторные подстанции 6/0,4кВ.

Приборы учета электроэнергии на вводе в РУ-0,4кВ приняты классом точности 0,5S, электронного типа с двумя цифровыми интерфейсами RS485 с возможностью передачи данных в автоматическую систему сбора данных по расходу электроэнергии.

Подключение токовых цепей учета выполняется через испытательную коробку.

На вводе в РУ-0,4кВ применяются счетчики трансформаторного включения с трансформаторами тока класса точности не ниже 0,5S.

Для учета электроэнергии во время ремонта скважин предусматривается установка автоматического выключателя со встроенным узлом учета без применения трансформаторов тока, от которого в свою очередь запитывается шкаф ПРС.

Для учета электроэнергии на водах на стороне 0,4 кВ в проектируемых КТПН-6/0,4кВ комплектно поставляется шкаф учета, в состав которого входит счётчик электрической энергии и контроллер.

Шкафом учета предназначен для организации системы АСТУЭ, АСДУ в состав которого входят: счетчики электрической энергии, контроллер, ИБП.

Проектом предусматривается интеграция проектируемого оборудования в существующую систему АСПЭД. Существующий сервер АСПЭД дорабатывается, в части дополнения сигналов от проектируемого оборудования, принимаемых от системы телемеханики и АСТУЭ.

Информация с УСПД передается по интерфейсу RS-485 на преобразователь интерфейсов, установленный в шкафу связи блока контроля и управления и далее по сети широкополостного беспроводного доступа до центра сбора информации в АРМ и сервер АСТУЭ.

4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ

Сырьём и продукцией расширяемых кустов скважин является сырая нефть (с содержанием пластовой воды, свободного нефтяного газа), поступающая от добывающих скважин.

Вода в систему поддержания пластового давления на кусте скважин №310 поступает от проектируемых водозаборных скважин, на кусте скважин №108 – по существующему высоконапорному водоводу от КНС и БГ на 4 выхода, на кусте скважин №206 – по существующему высоконапорному водоводу т.вр.к.206-к.206 от КНС-1 и дополнительно от проектируемой водозаборной скважины

На кустовой площадке №138 Вынгаяхинского месторождения нефти добывается нефтегазоводяная жидкость из пласта БП17 плотностью 829 кг/м^3, которая является сырьем для ДНС-2 (ЦДНГ-10),.

На кустовой площадке №85 Вынгаяхинского месторождения нефти добывается нефтегазоводяная жидкость из пласта БП12 плотностью 829 кг/м^3, которая является сырьем для ДНС-3 (ЦДНГ-10).

На кустовой площадке №310 Валынтойского месторождения нефти добывается нефтегазоводяная жидкость из пласта БП17 плотностью 850 кг/м^3, которая является сырьем для ДНС-1 (ЦДНГ-1).

На кустовой площадке №10 Карамовского месторождения нефти добывается нефтегазоводяная жидкость из пласта Ач-1 плотностью 860,7 кг/м^3, которая является сырьем для ДНС-1 (ЦДНГ-4).

На кустовых площадках №108, 206 Крайнего месторождения нефти добывается нефтегазоводяная жидкость из пласта Ю1 плотностью 837 кг/м^3, которая является сырьем для ДНС-1 (ЦДНГ-4).

Вода, используемая для поддержания пластового давления, соответствует требованиям, предъявляемым в ОСТ 39-225-88, и имеет следующие показатели:

– водородный показатель pH – 4,5-8,5;

– размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти – не крупнее 5 мкм;

– содержание механических примесей – не более 2 мг/м;

– содержание нефти – не более 50 мг/л;

– сероводород отсутствует;

– сульфатвосстанавливающие бактерии отсутствуют.

5 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Принятые в проекте технические решения представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных в первую очередь на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности систем наземного обустройства.

Технологические процессы проектируемых объектов связаны с добычей нефти, воды и попутного нефтяного газа из добывающих скважин, измерением дебита скважин, сбором продукции по системе нефтегазосборных трубопроводов до ДНС месторождений.

Согласно статье 25 Федерального закона от 27 декабря 2002г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» (с изменениями на 28 ноября 2018 года), применяемые технические устройства должны быть обеспечены сертификатами соответствия требованиям технических регламентов.

Согласно статье Федерального закона от 21 июля 1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 29 июля 2018 года), если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технических устройств, до начала применения они подлежат экспертизе промышленной безопасности с получением положительных заключений экспертизы.

При разработке проектных решений учитывалось многообразие различных групп факторов, характеризующих существующее состояние нефтепромысловых систем и окружающей природной среды, сложившееся под воздействием освоения Вынгаяхинского, Вылынтойского, Карамовского и Крайнего месторождений.

5.1 Обоснование выбора оборудования кустов скважин

Выбор оборудования для раширения кустовых площадок осуществлен с учетом:

− физико-химических свойств продукции скважин и требований к продукции кустов скважин;

− максимальных технологических показателей установки;

− материального баланса установки.

Характеристика проектируемых технологических объектов и оборудования по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристика проектируемых технологических объектов и оборудования по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

Производства (отдельные помещения) и сооружения	Характеристика среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон помещений и наружных установок по № 123-ФЗ (ст.18 и 19)	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002	Категория помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Класс конструктивной пожарной опасности блок-боксов (СП 2.13130.2012)
Устья добывающих скважин	Нефть, пластовая вода, нефтяной попутный газ	В-1г	2-й класс	IIА-Т3	АН	-
Устья нагнетательных скважин при отработке на нефть	Нефть, пластовая вода, нефтяной попутный газ	В-2а	2-й класс	IIА-Т3	АН	-
Устья нагнетательных скважин	Пластовая вода, сеноманская вода	-	-	-	ДН	-
Устья водозаборных скважин	Пластовая вода, сеноманская вода	-	-	-	ДН	-
Установка измерительная (блок технологический)	Нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ	В-1а	1-й класс	IIА-Т3		С0
Блок контроля и управления Помещение	Электрооборудование, проводка	-	-	-	Д В4	С0
Дренажные емкости V=8, 12,5 м³	Нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ	В-1г	2-й класс	IIА-Т3	АН	-
Узел запорной арматуры на нефтегазосборном трубопроводе	Нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ	В-1г	2-й класс	IIА-Т3	АН	-
Открытый блок гребенок	Пластовая вода, сеноманская вода	-	-	-	ДН	-
КТП	Электрооборудование, проводка, трансформаторное масло	-	-	-	В	С0

В соответствии с ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора 15.12.2020 №534 (Приложение №5, Таблица №1) в проектной документации определены взрывоопасные зоны вокруг источников образования взрывоопасных смесей:

- зона класса 0-1,5 м;
- зона класса 1-3,0 м;
- зона класса 2-5,0 м.

По нефти для электрооборудования принято:

- уровень взрывозащиты - взрывобезопасное электрооборудование;
- вид взрывозащиты - взрывонепроницаемая оболочка;
- температурный класс - Т3;
- маркировка по взрывозащите - 2ExdIIAT3.

Размещение всех сооружений и оборудования на кустовых площадках выполнено согласно технологическим схемам, предоставленным Заказчиком, рациональным использованием земель, а также требованиями ВНТП 03/170/567-87, ГОСТ Р 58367-2019, ПУЭ, Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», (далее Руководство по безопасности).

5.2 Обустройство устьев добывающих, водозаборных, нагнетательных и скважин, переводимых под нагнетание

На месторождениях принят механизированный способ добычи нефти и сеноманской воды электроцентробежными насосными установками (УЭЦН).

Устьевая арматура предназначена доя обвязки и герметизации устья добывающих, водозаборных скважин, оборудованных ЭЦН, проведения технологических операций, регулирования отбора жидкости и проведения глубинных исследований.

Фонтанная устьевая арматура оборудуется на заводе необходимыми приборами для замера температуры, трубного давления продукции скважины и в проектную документацию не входит.

Добывающие скважины, переводимые под нагнетание, отрабатываются на нефть, в этот период они подключаются к АГЗУ. После отработки на нефть скважины полностью переоборудуются под закачку воды, производится демонтаж погружного насоса, полная переобвязка скважин для дальнейшей эксплуатации в системе ППД и подключение к существующим блокам напорных гребенок или к проектируемым открытым блокам гребенок.

Максимально рабочее давление добывающих скважин -4,0 МПа.

Максимально рабочее давление водозаборных и нагнетательных скважин составляет:

- для куста скважин №310 Валынтойского месторождения – 21,0 МПа;
- для куста скважин №108 Крайнего месторождения – 19,0 МПа.
- для куста скважин №206 Крайнего месторождения – 23,0 МПа.

Обустройство устья каждой скважины включает:

– трубопроводную обвязку фонтанной арматуры;

– площадки для установки подъемных агрегатов при ремонте подземного скважинного оборудования;

– площадки под инвентарные приемные мостки;

– якоря для крепления ремонтного агрегата;

– площадку обслуживания лубрикаторов для контроля технологического давления на буфере скважин, проведения исследовательских работ на устьях скважин.

В обвязке нагнетательных скважин предусмотрен клапан обратный.

При ремонте сбор загрязненных стоков осуществляется в переносные (мобильные) приустьевые поддоны и емкости, которыми оснащены ремонтные бригады.

Установка измерительная АГЗУ

В качестве замерных установок на кусте скважин №108 Крайнего месторождения использованы две автоматизированные групповые замерные установки типа АГЗУ 40-8-400.

Установка измерительная предназначена для автоматического измерения массового расхода жидкости и объёмного расхода газа нефтяных скважин и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла в условиях умеренно холодного климата. Технологическая схема установок приведена в графической части проектной документации.

Измерительная установка выполнена в блочном исполнении и обладает полной автономностью в работе. Переключение скважин производится по установленной программе.

Все технологическое оборудование смонтировано на одной раме и находится в теплоизолированном помещении.

Установка состоит из блока технологического (БТ), блока контроля и управления (БК). БТ предназначен для размещения и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерения установки. В БТ расположены:

- трубопроводная обвязка; сепарационно-измерительная ёмкость; приборы для проведения измерений; системы отопления, освещения, сигнализации и вентиляции.

БК предназначен для размещения, укрытия и создания нормальных условий работы оборудования, обеспечивающего питание, контроль, индикацию параметров и режимов, управление работой установки, передачу данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла. В БК расположены: станция управления; системы отопления, освещения и сигнализации, оборудовано рабочее место оператора.

Работа установки по измерению дебита скважин происходит в автоматическом режиме. Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель ПСМ. При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется в сепаратор, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод. В сепараторе

происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой заслонке поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора.

С помощью регулятора расхода и заслонки, соединенной с поплавковым уровнемером, обеспечивается циклическое прохождение накопившейся жидкости через счетчик с постоянными скоростями, что обеспечивает измерение дебита скважин в широком диапазоне.

Во время измерения жидкость проходит через счетчик и направляется в общий трубопровод.

Сепаратор замерный с устройством регулирования расхода жидкости и газа предназначен для отделения жидкости от газа, поступающих со скважины, установленной на замер и периодического пропускания жидкости через счетчик со скоростью, обеспечивающей точность измерения счетчиком.

Конструктивно сепаратор состоит из гидроциклонной головки, выполняющей основную функцию сепарации, верхней сепарационной емкости и нижней емкости-накопителя. Внутри емкости имеются перегородки и направляющие полки. Для улавливания инородных предметов имеется фильтр.

Сепаратор измерительной установки оснащен предохранительным клапаном. Давление срабатывания клапана составляет 4,0 МПа.

Сброс с предохранительного клапана осуществляется в дренажную ёмкость. Устранение загазованности в технологическом помещении обеспечивается вентиляцией с забором воздуха из нижней зоны помещения.

В таблице 5.1.2 приведены основные технические характеристики измерительной установки

Характеристика	АГЗУ 40-8-400
Рабочее давление, МПа (кгс/см2)	4,0
Условный проход трубопроводной обвязки, мм	80
Количество подключаемых скважин, шт.	8
Максимальное значение среднесуточного дебита, жидкости, т/сут.	400
Максимальное значение газового фактора, м3/т	до 1000
Напряжение питания сети переменного тока, В	380
Установленная мощность энергоприемников, кВт, не более	15
Расчетный срок эксплуатации	не менее 20 лет
Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	B-IA

Класс взрывоопасной зоны ст.19 №123-ФЗ	1
Категория взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13.130.2009, ст.27 №123-ФЗ	А
Класс конструктивной пожарной опасности по СНиП 21-01-97*, ст.30 и 87 №123-ФЗ	С0
Степень огнестойкости по СниП 21-01-97*, ст.30 и 87 №123-ФЗ	III
Класс конструктивной пожарной опасности БА по СНиП 21-01-97*, ст.30 и 87 №123-ФЗ	С1
Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ Р 51330.0-99, по ГОСТ Р 51330.0-99	IIА-Т3
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69*	УХЛ1
Габаритные размеры (транспортные), мм	5360х3110х4485
Масса, кг	8600
Количество, шт.	2

Для устранения загазованности в технологическом помещении предусмотрена вентиляция с забором воздуха из нижней зоны помещения.

Опознавательная окраска оборудования выполняется предприятием-изготовителем в соответствии с Руководством по использовани. Корпоративного стиля ПАО «Газпром-нефть», ГОСТ 14202-69.

В соответствии с требованиями п. 6.2.5 СП 4.13130.2013, п. 5.10 СП 56.13330.2011, ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ, п. 15.2 блочное оборудование категории А оснащается наружными легкосбрасываемыми ограждающими конструкциями. Данное требование предусмотрено проектными опросными листами и техническими требованиями и является обязательным для изготовителей блочного оборудования.

Согласно СП 231.1311500.2015 (п.6.3.7) для отключения куста скважин №320 от общей нефтегазосборной сети месторождения проектом предусмотрена установка электрифицированной фланцевой задвижки во взрывозащищенном исполнении, климатического исполнения «ХЛ1», классом герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015, в комплекте с прокладками и крепежом.

Для защиты выкидных линий и нефтегазосборных сетей от превышения рабочего давления выше расчетного и понижения давления в случае порыва трубопровода на кусте скважин предусматриваются следующие виды защиты:

- в блоке АГЗУ на замерном сепараторе предусмотрен предохранительный клапан, осуществляющий сброс давления (продукции скважин) по сбросному трубопроводу в дренажную емкость при превышении давления выше 4,0 МПа;

- рабочее давление фонтанной арматуры превышает максимально возможное пластовое давление.

Блок гребенок БГ

Проектируемые открытые Блоки гребенок на кустах скважин №310 Валынтойского месторождения, №108, 206 Крайнего месторождения предназначены для распределения, измерения расхода и давления технической воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддерживания пластового давления на кустах.

Блоки напорных гребенок установлены надземно в открытом исполнении. Состоит блок напорной гребенки из одной распределительной линии с отсекающими задвижками и счетчиком расхода закачиваемой воды. Напорные гребенки оснащены манометрами для определения давления, быстроразъемным соединением для слива воды в передвижные автоцистерны.

Принципиальные технологические схемы блоков гребенок представлены на схемах технологических кустовых площадок.

Таблица 5.5.1 – Характеристика и потребность в оборудовании, применяемом в блоке напорных гребенок на 1 скважину

Местоположение	Наименование	Характеристики	Кол-во, шт.
Куст скважин №310 Валынтойского месторождения	запорная арматура	Задвижка клиновая фланцевая ручного управления 31лс577нж DN100, PN 25,0 МПа	1
	запорная арматура	Задвижка клиновая фланцевая ручного управления 31лс577нж DN80, PN 25,0 МПа	2
	счетчик воды	Расходомер DN100, PN 25,0 МПа	1
	счетчик воды	Расходомер DN80, PN 25,0 МПа	2
	слив продукта в передвижные автоцистерны.	Быстроразъемное соединение БРС-80	1
Куст скважин №108 Крайнего месторождения	запорная арматура	Задвижка клиновая фланцевая ручного управления 31лс577нж DN80, PN 25,0 МПа	1
	счетчик воды	Расходомер DN80, PN 25,0 МПа	2
Куст скважин №206 Крайнего месторождения	запорная арматура	Задвижка клиновая фланцевая ручного управления 31лс577нж DN100, PN 25,0 МПа	1

	запорная арматура	Задвижка клиновая фланцевая ручного управления 31лс577нж DN80, PN 25,0 МПа	1
	счетчик воды	Расходомер DN80, PN 25,0 МПа	1
	слив продукта в передвижные автоцистерны.	Быстроразъемное соединение БРС-80	1

Ёмкость подземная дренажная

В качестве технологических подземных дренажных емкостей для сбора дренажных стоков и сброса с предохранительных клапанов от ГЗУ приняты ёмкости типа ЕП-2, 3 объёмом V=12,5 м3.

Для откачки стоков из ёмкостей на люке предусмотрена труба диаметром 80 мм, заканчивающаяся быстроразъёмным соединением БРС-3’’(89мм), для подключения автоцистерны с насосом. Ёмкости дренажные оборудуются вентиляционными трубами для отвода газа (паров) в атмосферу. В соответствии с требованиями главы V п.115 «Руководства по безопасности», на вентиляционных трубах предусмотрена установка огнепреградителей.

На дренажных емкостях для пропарки и продувки на ремонтные цели предусмотрен узел присоединения DN80 металлорукава от ППУ. Пропарку производить водяным паром с давлением 6,0 кгс/см2 (0,6 МПа), температурой 120-160 °С от ППУ.

Ёмкости изготовляются с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием.

В качестве покровного слоя предусматривается заводское антикоррозионное покрытие усиленного типа по ГОСТ 9.602-2005 толщиной не менее 4,6 мм:

- праймер НК-50 – 1 слой;
- изоляционная лента «Полилен» 40-ЛИ-63 450х170 - 2 слоя, толщиной не менее 2,0 мм каждый;
- наружная обертка «Полилен-ОБ» 40-ОБ-63 - 1 слой, толщиной 0,6 мм.

Для защиты от внутренней коррозии ёмкостного оборудования рекомендуется нанесение покрытия следующей конструкции: эпокси-фенольное покрытие — 3 слоя толщиной по 120 мкм. Общая толщина защитного покрытия не менее 360 мкм.

Технические характеристики емкостей приведена в таблице 5.1.4.

Таблица 5.1.4 Техническая характеристика емкости

Характеристика	ЕП 12,5
Объем емкости, м^3	12,5
Объем емкости рабочий, м^3	10,7
Давление рабочее, МПа	0,07
Диаметр, мм	2000
Материал, сталь	09Г2С

Климатическое исполнение	ХЛ1
Расчётный срок эксплуатации	8 лет

5.3 Запорная арматура

Расстановка и выбор запорной арматуры выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и задания на проектирование.

На кустовых площадках проектом предусмотрена запорная арматура:

- в обвязке добывающих скважин;
- в обвязке нагнетательных скважин;
- в обвязке водозаборных скважин;
- на подключении нефтесборного трубопровода в существующую систему сбора;
- на линии откачки из подземных емкостей;
- на линии пропарки дренажных емкостей.

Материал арматуры для трубопроводов выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации. Применяемая трубопроводная арматура соответствует требованиям безопасности к промышленной трубопроводной арматуре.

В проекте применяется фланцевая запорная арматура в комплекте с ответными фланцами по ГОСТ 33259-2015 и плоскими эластичными прокладками по ГОСТ 15180-86, класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015. В зависимости от условий эксплуатации климатическое исполнение арматуры выбрано ХЛ1 (лс-нж) согласно ГОСТ 15150-69.

Арматура для выкидных линий и нефтегазосборных трубопроводов принята номинальным давлением 4,0 МПа, для системы ППД – номинальным давлением 25.0 МПа.

Установка и расположение трубопроводной арматуры обеспечивает возможность удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Размещение запорной арматуры предусмотрено на горизонтальных участках трубопровода, с расположением оси штурвала в вертикальном положении.

В соответствии с требованием п.6.3.7 СП 231.1311500.2015 для отключения куста скважин №10 Карамовского месторождения от общей нефтегазосборной сети месторождения на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе установлена запорная арматура с дистанционным и автоматическим управлением по сигналам систем противоаварийной защиты (см.том ИОС7.2). Электропривод выполнен во взрывозащищенном исполнении.

Срок службы запорной арматуры должен составлять не менее 20 лет и должен быть гарантирован заводом изготовителем при условии соблюдения параметров эксплуатации.

Арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов и т.п.), подлежит отбраковке, если расчетная толщина стенки без учета прибавки на коррозию оказалась меньше

отбраковочной толщины стенки, которая принимается по таблице 14.2, ГОСТ 32569-2013. Отбраковочная толщина стенки равна:

- для DN 80 – 4,0 мм;
- для DN 100 – 5,0 мм;
- для DN 150 – 6,0 мм;

5.4 Технологические трубопроводы

При проектировании внутриплощадочных трубопроводов соблюдены требования:

- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (далее Руководство по безопасности);

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»

К технологическим трубопроводам на кустовой площадке относятся:

- выкидные линии до АГЗУ и отработка нагнетательных скважин;
- нефтегазосборные трубопроводы от проектируемых АГЗУ;
- дренажные трубопроводы, сброс с ППК;
- высоконапорный водовод от водозаборной скважины до БГ;
- высоконапорный водовод от БГ до нагнетательной скважины.

Категории и группы технологических трубопроводов назначены исходя из свойств транспортируемых продуктов и предельных рабочих параметров согласно приложению №3 к «Рекомендациям по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Прокладка технологических трубопроводов осуществляется в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

5.4.1 Классификация и категория технологических трубопроводов

Группа проектируемых технологических трубопроводов определена в зависимости от транспортируемой среды, отражающей токсичность и взрывопожароопасность веществ, входящих в эту среду.

Категория проектируемых технологических трубопроводов определяется совокупностью технических требований, предъявляемых к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

Категория и группа проектируемых технологических трубопроводов определены в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества, расчетных параметров среды (расчетного давления и температуры).

Распределение проектируемых технологических трубопроводов по категориям и группам, в соответствии с ГОСТ 32569-2013 (таблица 5.1.1) приведено в таблице 5.6.1

Таблица 5.6.1 – Категория и группа технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Давление, МПа	Температура,C^0	Категория и группа трубопровода
Выкидные трубопроводы	4,0	5-40	I; А(б)
Нефтесборный трубопровод	4,0	5-40	I; А(б)
Дренажный трубопровод	0,05	5-40	II; А(б)
Трубопровод сброса с ППК	0,05	5-40	II; А(б)
Трубопровод откачки жидкости из ЕД	0,5	5-40	II; А(б)
Трубопровод пара	0,6	120-160	V; В
Высоконапорные водоводы	19-23	5-40	I; В

Прокладка трубопроводов по территории кустовых площадок выполнена в подземном и надземном исполнении.

Прокладка трубопроводов выполнена с уклоном 0,002 в сторону возможного опорожнения, дренажных линий – с уклоном не менее 0,02 в сторону дренажных емкостей. Расстояние между параллельными подземными трубопроводами, расположенными в одной траншее, в соответствии с п.10.1.32 ГОСТ 32569-2013 принято не менее 0,4 м в свету.

Расстояние в свету между трубопроводами при их взаимном пересечении не менее 0,2 м в соответствии с требованиями п.6.12 (е) СП 18.13330.2011. Заглубление для трубопроводов на кустовых площадках составляет:

- для выкидных линий, высоконапорных водоводов – ниже глубины сезонного промерзания грунтов;

- для дренажей – не менее 0,8 м до верха трубы.

Прокладка трубопроводов под автопроездами предусмотрена открытым способом в защитных футлярах из стальных труб. Внутренний диаметр защитных футляров больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм, из стали класса прочности К48. Концы футляра выводятся не менее чем на 2 м от бровки обочины дороги не менее чем на 2 м от бровки полотна дороги. В защитных футлярах предусматриваются предохранительные опорно-центрирующие кольца. На концах футляра устанавливаются манжеты резиновые и герметизирующие устройства.

5.4.2 Гидравлический расчет трубопроводов

Гидравлический расчёт трубопроводов Вынгаяхинского месторождения, на котором находится проектируемый участок, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных

систем с учетом предоставленных исходных данных по Вынгаяхинскому месторождению. (Не предоставленные в исходных данных расходы по кустам приняты за 0 м^3/сут)

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 224 м3/тн;
- процент обводненности – 64%;
- плотность нефти – 0,829 г/см^3
- плотность для воды – 1,002 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;

Куст скважин №138. Четвертая очередь

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К114	Т.2	630	114	5	0	0	0	0	0
Т.2	Т.3	776	114	5	0	0	0	0	0
К29	Т.3	1775	89	8	0	0	0	0	0
К21Б	Т.3	348	114	5	126	1,58	1,57	-0,01	0,7
Т.3	Т.6	145	114	4,5	126	1,57	1,57	0	0,7
К82	Т.5	3940	159	8	17	1,64	1,6	-0,04	0,1
К11	Т.5	800	114	8	183	1,66	1,6	-0,06	1,2
Т.5	Т.6	1782	159	8	200	1,6	1,57	-0,03	0,5
Т.6	Т.9	1034	114	8	326	1,57	1,27	-0,3	2,4
К37	Т.7	1581	159	8	33	1,3	1,29	-0,01	0,1
Т.7	Т.8	495	114	8	33	1,29	1,29	0	0,2
Т.8	Т.9	1695	168	11	33	1,29	1,27	-0,02	0,1
Т.9	Т.19	1501	168	11	359	1,27	1,19	-0,08	1,3
К4	Т.10	2083	114	6	75	2,92	2,89	-0,03	0,3
К120	Т.10	970	168	11	849	3,02	2,89	-0,13	2,0
Т.10	Т.11	600	114	8	462	2,89	2,72	-0,17	2,3
Т.10	Т.11	600	114	6	462	2,89	2,72	-0,17	2,3
К.9	Т.11	100	114	6	0	0	0	0	0
Т.11	Т.12	815	159	8	924	2,72	2,56	-0,16	2,4
К13	Т.12	451	114	4,5	96	2,57	2,56	-0,01	0,4
т.12	Т.13	1185	159	8	1020	2,56	2,27	-0,29	2,8
К5	Т.13	150	114	6	15	2,28	2,27	-0,01	0,1

Т.13	Т.14	1584	159	8	1035	2,27	1,82	-0,45	3,1
К10Б	Т.15	700	114	8	93	1,61	1,59	-0,02	0,5
Т.14	Т.15	670	159	8	1035	1,82	1,59	-0,23	3,4
Т.15	Т.16	730	159	8	1128	1,59	1,26	-0,33	4,1
Т.16	Т.18	950	273	8	1128	1,26	1,23	-0,03	1,1
К.14Б	Т.17	619	159	5	21	1,34	1,33	-0,01	0,1
К.14Б	Т.17	983	89	8	21	1,34	1,33	-0,01	0,1
К14	Т.17	120	89	8	88	1,35	1,33	-0,02	1,2
К14	Т.17	120	159	5	695	1,35	1,33	-0,02	2,2
Т.17	Т.18	580	89	8	104	1,33	1,23	-0,1	1,4
Т.17	Т.18	580	159	5	721	1,33	1,23	-0,1	2,4
Т.18	Т.19	510	273	8	1953	1,23	1,19	-0,04	2,2
К19	т.60	210	114	8	38	1,09	1,09	0	0,2
К30	Т.20	1113	114	5	0	0	0	0	0
К100	Т.20	200	114	8	31	0,72	0,71	-0,01	0,2
Т.20	Т.21	2337	114	5	31	0,71	0,7	-0,01	0,2
К102	Т.21	120	114	5	31	0,7	0,7	0	0,2
Т.21	Т.22	857	114	5	62	0,7	0,68	-0,02	0,4
К23	Т.22	720	114	8	15	0,69	0,68	-0,01	0,1
Т.22	т.23	480	159	6	77	0,68	0,68	0	0,2
К24	Т.23	150	114	8	63	0,68	0,68	0	0,5
Т.23	Т.62	1900	219	16	140	0,68	0,66	-0,02	0,3
скв.№439	АГЗУ-1	43	114	8	30	2,02	2,02	0	0,1
скв.№440	АГЗУ-1	54	114	8	54	2,02	2,02	0	0,2
скв.№448	АГЗУ-1	61	114	8	0	0	0	0	0
скв.№450	АГЗУ-1	89	114	8	2	2,02	2,02	0	0,1
скв.№437	АГЗУ-1	98	114	8	37	2,02	2,02	0	0,2
скв.№434	АГЗУ-1	125	114	8	26	2,02	2,02	0	0,1
скв.№436	АГЗУ-1	108	114	8	53	2,02	2,02	0	0,2
скв.№435	АГЗУ-1	115	114	8	11	2,02	2,02	0	0,1
скв.№461	АГЗУ-1	141	114	8	62	2,02	2,02	0	0,3
скв.№462	АГЗУ-1	156	114	8	62	2,02	2,02	0	0,3
АГЗУ-1	т.63	31	114	8	337	2,02	1,99	-0,03	2,1
скв.№463	АГЗУ-2	45	114	8	70	2,03	2,03	0	0,3
скв.№464	АГЗУ-2	56	114	8	48	2,03	2,03	0	0,2
скв.№490	АГЗУ-2	82	114	8	45	2,03	2,03	0	0,2
скв.№491	АГЗУ-2	94	114	8	32	2,03	2,03	0	0,1
скв.№465	АГЗУ-2	76	114	8	0	0	0	0	0
скв.№492	АГЗУ-2	114	114	8	57	2,03	2,03	0	0,3
скв.№493	АГЗУ-2	132	114	8	119	2,04	2,03	-0,01	0,7
скв.№494	АГЗУ-2	146	114	8	55	2,03	2,03	0	0,2
скв.№496	**АГЗУ-2**	**155**	**89**	**8**	**150**	**2,04**	**2,03**	**-0,01**	**0,9**
АГЗУ-2	т.63	158	159	8	576	2,03	1,99	-0,04	1,7
т.63	Т.24	1829	114	8	469	1,99	0,99	-1,0	4,1
т.63	Т.24	1928	114	8	457	1,99	0,99	-1,0	4,0
К138Б	Т.24	4330	114	8	102	1,16	0,99	-0,17	0,8
К17	Т.24	380	89	8	103	1,06	0,99	-0,07	1,6

Т.25	Т.24	882	219	6	925	1,05	0,99	-0,06	1,8
К18Б	К18	152	89	8	116	1,12	1,09	-0,03	1,7
К18	Т.25	408	114	8	175	1,09	1,05	-0,4	1,5
К25	Т.25	1550	89	8	134	1,44	1,05	-0,39	2,0
Т.27	Т.25	1095	219	8	616	1,08	1,05	-0,03	1,1
К25Б	Т.26	80	159	6	43	1,08	1,08	0	0,1
К25В	Т.26	470	159	6	470	1,12	1,08	-0,04	1,7
Т.26	Т.27	200	273	8	513	1,08	1,08	0	0,4
К48	Т.28	725	89	8	48	3,32	3,31	-0,01	0,3
Т.28	Т.29	1576	159	8	48	3,31	3,29	-0,02	0,1
К49	Т.29	149	114	5	112	3,29	3,29	0	0,4
Т.29	Т.30	620	159	8	160	3,29	3,28	-0,01	0,3
К.50	Т.30	648	114	4,5	0	0	0	0	0
Т.30	Т.43	2035	159	6	160	3,28	3,26	-0,02	0,2
К111	Т.31	1900	114	8	125	3,42	3,36	-0,06	0,6
К65	Т.31	226	114	5	115	3,37	3,36	-0,01	0,4
Т.31	Т.32	907	114	5	240	3,36	3,3	-0,06	1,0
Т.32	Т.36	400	168	11	240	3,3	3,3	0	0,3
К61	Т.33	861	114	8	78	3,33	3,32	-0,01	0,3
Т.33	Т.34	450	114	8	78	3,32	3,31	-0,01	0,3
Т.34	Т.35	139	114	5	78	3,31	3,31	0	0,2
Т.35	Т.36	1015	114	5	78	3,31	3,3	-0,01	0,2
Т.36	Т.38	468	219	8	318	3,3	3,29	-0,01	0,2
К51	Т.37	236	114	8	41	3,32	3,32	0	0,1
Т.37	Т.38	840	73	5,5	41	3,32	3,29	-0,03	0,5
Т.38	Т.39	858	219	8	359	3,29	3,28	-0,01	0,3
Т.39	Т.40	546	219	8	359	3,28	3,27	-0,01	0,3
К43	Т.40	1150	89	5	28	3,29	3,27	-0,02	0,1
Т.40	Т.41	1113	219	8	387	3,27	3,27	0	0,3
К42Б	Т.41	1400	114	8	25	3,29	3,27	-0,02	0,1
Т.41	Т.42	1092	219	8	412	3,27	3,26	-0,01	0,3
К42	Т.42	700	114	8	31	3,27	3,26	-0,01	0,1
Т.42	Т.43	109	219	8	443	3,26	3,26	0	0,4
Т.43	Т.44	562	219	6	603	3,26	3,25	-0,01	0,5
К41	Т.44	500	89	8	79	3,27	3,25	-0,02	0,7
Т.44	Т.46	351	219	6	682	3,25	3,24	-0,01	0,6
К41Б	Т.45	100	159	8	306	3,26	3,26	0	0,6
К41Б	Т.45	80	159	8	336	3,26	3,26	0	0,7
Т.45	Т.46	220	159	8	642	3,26	3,24	-0,02	1,5
Т.46	Т.51	1687	219	6	1324	3,24	3,15	-0,09	1,5
К38	Т.47	1713	89	8	23	3,23	3,21	-0,02	0,1
К39	Т.47	50	114	8	92	3,21	3,21	0	0,4
Т.47	Т.48	1150	114	8	115	3,21	3,18	-0,03	0,5
К31	Т.48	1175	114	5	46	3,19	3,18	-0,01	0,1
Т.48	Т.50	547	114	5	151	3,18	3,16	-0,02	0,7
К40	Т.49	930	114	5	27	3,17	3,17	0	0,1
К40Б	Т.49	80	114	8	37	3,17	3,17	0	0,1

Т.49	Т.50	300	114	5	64	3,17	3,16	-0,01	0,2
Т.50	Т.51	720	159	6	215	3,16	3,15	-0,01	0,4
К32	Т.51	37	89	8	119	3,15	3,15	0	1,1
К24Б	Т.51	1250	89	8	11	3,16	3,15	-0,01	0,1
Т.51	Т.52	656	219	8	1669	3,15	3,09	-0,06	2,0
Р352	Т.52	600	114	8	0	0	0	0	0
Т.52	Т.53	246	219	8	1669	3,09	2,97	-0,12	2,0
К33Б	Т.53	950	159	8	582	3,04	2,97	-0,07	1,4
К33Б	Т.53	903	135	17,5	265	3,04	2,97	-0,07	1,3
Т.53	Т.56	1230	219	8	2516	2,97	2,7	-0,27	3,2
К35	Т.54	2014	114	9	88	2,78	2,73	-0,05	0,4
Т.54	Т.55	140	114	9	88	2,73	2,73	0	0,4
К34	Т.55	50	135	17,5	34	2,73	2,73	0	0,1
Т.55	Т.56	1150	135	17,5	122	2,73	2,7	-0,03	0,6
Т.56	Т.57	1146	219	8	2638	2,7	2,41	-0,29	3,5
К26	Т.57	280	114	8	66	2,42	2,41	-0,01	0,3
Т.57	Т.59	1066	219	8	2704	2,41	2,1	-0,31	3,8
К27	Т.58	657	89	8	76	2,16	2,12	-0,04	0,8
К26Б	Т.58	462	89	8	43	2,13	2,12	-0,01	0,4
Т.58	Т.59	500	114	8	119	2,12	2,1	-0,02	0,7
Т.19	Т.60	946	273	8	2312	1,19	1,09	-0,1	2,7
Т.60	Т.27	1522	219	8	103	1,09	1,08	-0,01	0,1
Т.59	Т.60	656	219	8	2823	2,1	1,09	-1,01	5,1
Т.60	Т.61	4400	426	9	5080	1,09	0,85	-0,24	2,7
Т.24	Т.61	400	219	8	2052	0,99	0,85	-0,14	4,4
Т.61	Т.62	1400	426	9	7135	0,85	0,66	-0,19	4,2
Т.62	ЦППН-2	2400	426	9	7275	0,66	0,1	-0,56	5,5

*** - жирным шрифтом выделены заменяемые участки**

Вывод:

По результатам расчета определено, что на всех участках рассчитываемой сети скорость движения жидкости по трубопроводам не превышает 5,5 м/с, а давление на кустах не превышает 4,0 МПа.

Для проектируемых трубопроводов на кусте скважин №138 от добывающей скважины №496 до АГЗУ-2 принят диаметр 89 мм.

.

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.
Вынгаяхинское месторождение. Куст скважин №138. Четвертая очередь.
Гидравлическая схема.

Куст скважин №138

скв. №448
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀114х8; L=61м
скв. №450
P=2,02 МПа
Q=38 м3/сут. ⌀114х8; L=98м
Q=2 м3/сут. ⌀114х8; L=89м
скв. №437
P=2,02 МПа
Q=55 м3/сут. ⌀114х8; L=54м
P=2,02 МПа
скв. №440
Q=31 м3/сут. ⌀114х8; L=43м
P=2,02 МПа
скв. №439
Q=26 м3/сут. ⌀114х8; L=125м
скв. №434
P=2,02 МПа
Q=342м3/сут. ⌀114х8; L=31м
P=2,02 МПа
Q=53 м3/сут. ⌀114х8; L=108м
скв. №436
P=2,02 МПа
Q=11 м3/сут. ⌀114х8; L=115м
P=2,02 МПа
Q=63 м3/сут. ⌀114х8; L=156м
P=2,02 МПа
скв. №462
Q=63 м3/сут. ⌀114х8; L=141м
P=2,02 МПа
скв. №461
скв. №435
P=2,03 МПа
P=2,02 МПа
АГЗУ-1
P=2,02 МПа
скв. №490
Q=33 м3/сут. ⌀114х8; L=94м
Q=46 м3/сут. ⌀114х8; L=82м
скв. №491
P=2,03 МПа
Q=48 м3/сут. ⌀114х8; L=56м
P=2,03 МПа
скв. №464
Q=70 м3/сут. ⌀114х8; L=45м
P=2,03 МПа
скв. №463
скв. №465
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀114х8; L=76м
АГЗУ-2
P=2,03 МПа
Q=583 м3/сут. ⌀159х8; L=158м
скв. №492
P=2,03 МПа
Q=58 м3/сут. ⌀114х8; L=114м
Q=121 м3/сут. ⌀114х8; L=132м
скв. №493
P=2,04 МПа
Q=56 м3/сут. ⌀114х8; L=146м
P=2,03 МПа
скв. №494
Q=151 м3/сут. ⌀89х8; L=155м
P=2,04 МПа
скв. №496
P=1,99 МПа
т.63

K114
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀114х5; L=630м
т.2
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀114х5; L=776м
P=1,57 МПа
K29
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀89х8; L=1775м
т.3
P=1,57 МПа
K216
P=1,58 МПа
Q=126 м3/сут. ⌀114х5; L=348м
Q=126 м3/сут. ⌀114х4,5; L=145м
K11
P=1,66 МПа
Q=183 м3/сут. ⌀114х8; L=800м
P=1,6 МПа
Q=17 м3/сут. ⌀159х8; L=3940м
K82
P=1,64 МПа
Q=200 м3/сут. ⌀159х8; L=1782м
т.5
т.6
P=1,57 МПа
K5
P=2,28 МПа
Q=15 м3/сут. ⌀114х6; L=150м
K4
P=2,92 МПа
Q=75 м3/сут. ⌀114х6; L=2083м
K13
P=2,57 МПа
Q=96 м3/сут. ⌀114х4,5; L=451м
P=2,89 МПа
Q=462 м3/сут. ⌀114х8; L=600м
P=2,27 МПа
Q=1035 м3/сут. ⌀159х8; L=1590м
P=1,26 МПа
P=1,82 МПа
Q=1035 м3/сут. ⌀159х8; L=670м
P=1,27 МПа
Q=359 м3/сут. ⌀168х11; L=1501м
Q=1953 м3/сут. ⌀273х8; L=510м
т.9
т.8
P=1,29 МПа
Q=33 м3/сут. ⌀114х8; L=495м
т.7
P=1,29 МПа
K37
P=1,3 МПа
Q=33 м3/сут. ⌀159х8; L=1581м
Q=326 м3/сут. ⌀114х8; L=1034м
P=1,19 МПа
Q=33 м3/сут. ⌀168х11; L=1695м
т.10
т.11
т.12
т.13
т.14
т.15
т.16
т.18
т.19
P=2,72 МПа
Q=1020 м3/сут. ⌀159х8; L=1185м
P=2,56 МПа
Q=924 м3/сут. ⌀159х8; L=815м
P=1,59 МПа
Q=93 м3/сут. ⌀114х8; L=700м
Q=462 м3/сут. ⌀114х6; L=600м
Q=849 м3/сут. ⌀168Х11; L=970м
P=3,02 МПа
K120
Q= 0 м3/сут. ⌀114х6; L=100м
P=0 МПа
K9
Q=1128 м3/сут. ⌀273х8; L=950м
Q=104 м3/сут. ⌀89х8; L=580м
K14
Q=1128 м3/сут. ⌀159х8; L=730м
Q=695 м3/сут. ⌀159х5; L=120м
Q=88 м3/сут. ⌀89х8; L=120м
P=1,61 МПа
K10Б
P=1,34 МПа
Q=21 м3/сут. ⌀89х8; L=983м
K14Б
P=1,23МПа
Q=721 м3/сут. ⌀159х5; L=580м
P=1,35 МПа
P=1,33 МПа
Q=21 м3/сут. ⌀159х5; L=619м
т.17
P=2,02 МПа
Q=2312 м3/сут. ⌀273х8; L=946м
Q=38 м3/сут. ⌀114х8; L=210м
P=1,09 МПа
K19
P=1,09 МПа
т.60
Q=2833 м3/сут. ⌀219х8; L=656м
Q=847 м3/сут
K35
P=2,78 МПа
Q=88 м3/сут. ⌀114х9; L=2014м
Q=88 м3/сут. ⌀114х9; L=140м
т.54
P=2,73 МПа
K34
P=2,73 МПа
т.55
P=2,73 МПа
Q=34 м3/сут. ⌀135х17,5; L=50м
Q=122 м3/сут. ⌀135х17,5; L=1150м
Q=265 м3/сут. ⌀135х17,5; L=903м
K33Б
P=3,04 МПа
Q=582 м3/сут. ⌀159х8; L=950м
P=3,09 МПа
т.52
P=2,03 МПа
Q=359 м3/сут. ⌀219х8; L=858м
Q=359 м3/сут. ⌀219х8; L=546м
P=3,27 МПа
т.40
P=3,27 МПа
т.41
P=3,26 МПа
Q=443 м3/сут. ⌀219х8; L=109м
т.42
P=3,26 МПа
Q=160 м3/сут. ⌀159х6; L=2035м
т.43
P=3,29 МПа
т.39
P=3,28 МПа
т.38
P=3,29 МПа
K43
P=3,29 МПа
Q=25 м3/сут. ⌀114х8; L=1400м
Q=387 м3/сут. ⌀219х8; L=1113м
K42б
P=3,27 МПа
Q=31 м3/сут. ⌀114х8; L=700м
Q=412 м3/сут. ⌀219х8; L=1092м
K42
P=3,27 МПа
Q=28 м3/сут. ⌀89х5; L=1150м
Q=78 м3/сут. ⌀114х5; L=139м
Q=78 м3/сут. ⌀114х5; L=1015м
т.36
P=3,3 МПа
Q=318 м3/сут. ⌀219х8; L=468м
Q=240 м3/сут. ⌀168х11; L=400м
P=3,3 МПа
т.32
P=3,31 МПа
т.34
P=3,31 МПа
т.35
P=3,31 МПа
Q=240 м3/сут. ⌀114х5; L=907м
Q=125 м3/сут. ⌀114х8; L=1900м
P=3,42 МПа
K111
т.31
P=3,36 МПа
Q=115 м3/сут. ⌀114х5; L=226м
P=3,37 МПа
K65
Q=5080 м3/сут. ⌀426х9; L=4400м
Q=41 м3/сут. ⌀73х5,5; L=840м
P=3,32 МПа
Q=41 м3/сут. ⌀114х8; L=236м
т.37
P=3,32 МПа
K51
P=3,32 МПа
K61
P=3,33 МПа
Q=78 м3/сут. ⌀114х8; L=861м
P=3,32 МПа
т.33
Q=78 м3/сут. ⌀114х8; L=450м
P=2,13 МПа
K26б
Q=2714 м3/сут. ⌀219х8; L=1066м
Q=43 м3/сут. ⌀89х8; L=462м
P=2,41 МПа
Q=66 м3/сут. ⌀114х8; L=280м
K26
P=2,42 МПа
Q=2648 м3/сут. ⌀219х8; L=1146м
Q=2526 м3/сут. ⌀219х8; L=1230м
P=2,7 МПа
т.56
P=2,97 МПа
т.53
Q=1679 м3/сут. ⌀219х8; L=246м
т.59
P=2,1 МПа
Q=119 м3/сут. ⌀114х8; L=500м
P=2,12 МПа
т.58
Q=76 м3/сут. ⌀89х8; L=657м
P=2,16 МПа
K27
P=1,08 МПа
т.27
P=1,08 МПа
K25В
P=1,12 МПа
Q=470 м3/сут. ⌀159х6; L=470м
Q=103 м3/сут. ⌀219х8; L=1522м
Q=513 м3/сут. ⌀273х8; L=200м
Q=43 м3/сут. ⌀159х6; L=80м
K25Б
P=1,08 МПа
т.26
Q=616 м3/сут. ⌀219х8; L=1095м
Q=175 м3/сут. ⌀114х8; L=408м
P=1,09 МПа
K18
P=1,12 МПа
K18Б
Q=116 м3/сут. ⌀89х8; L=152м
P=1,05 МПа
P=1,44 МПа
K25
Q=134 м3/сут. ⌀89х8; L=1550м
т.25
Q=469 м3/сут. ⌀114х8; L=1829м
Q=925 м3/сут. ⌀219х6; L=882м
P=1,99 МПа
т.63
Q=457 м3/сут. ⌀114х8; L=1928м
P=1,06 МПа
K17
Q=103 м3/сут. ⌀89х8; L=380м
P=0,99 МПа
т.24
K13Б
P=1,16 МПа
Q=102 м3/сут. ⌀114х8; L=4330м
P=0,85 МПа
Q=7135 м3/сут. ⌀426х9; L=1400м
Q=7275 м3/сут. ⌀426х9; L=2400м
т.61
P=0,66 МПа
ЦППН-2
P=0,1 МПа
т.62
Q=2052 м3/сут. ⌀219х8; L=400м
P=0,68МПа
P=0,68 МПа
K24
Q=63 м3/сут. ⌀114х8; L=150м
Q=140 м3/сут. ⌀219х16; L=1900м
т.23
Q=77 м3/сут. ⌀159х6; L=480м
P=0,68 МПа
т.22
P=0,69 МПа
K23
Q=15 м3/сут. ⌀114х8; L=720м
Q=62 м3/сут. ⌀114х5; L=857м
Q=31 м3/сут. ⌀114х5; L=2337м
т.21
P=0,7 МПа
т.20
K102
P=0,7 МПа
Q=31 м3/сут. ⌀114х5; L=120м
K100
P=0,72 МПа
Q=31 м3/сут. ⌀114х8; L=200м
P=0,71 МПа
P=0 МПа
K30
Q=0 м3/сут. ⌀114х5; L=1113м
P352
P=0 МПа
Q=0 м3/сут. ⌀114х8; L=600м
Q=11 м3/сут. ⌀89х8; L=1250м
Q=1679 м3/сут. ⌀219х8; L=656м
K24б
P=3,16 МПа
P=3,15 МПа
P=3,15 МПа
K32
Q=119 м3/сут. ⌀89х8; L=37м
Q=64 м3/сут. ⌀114х5; L=300м
P=3,16 МПа
Q=225 м3/сут. ⌀159х6; L=720м
K40
P=3,17 МПа
Q=27 м3/сут. ⌀114х5; L=930м
Q=37 м3/сут. ⌀114х8; L=80м
K40б
P=3,17 МПа
P=3,17 МПа
т.49
т.50
Q=161 м3/сут. ⌀114х5; L=547м
Q=46 м3/сут. ⌀114х5; L=1175м
K31
P=3,19 МПа
P=3,18 МПа
Q=115 м3/сут. ⌀114х8; L=1150м
Q=92 м3/сут. ⌀114х8; L=50м
K39
P=3,21 МПа
P=3,21 МПа
Q=23 м3/сут. ⌀89х8; L=1713м
P=3,23 МПа
K38
т.47
т.48
Q=1324 м3/сут. ⌀219х6; L=1687м
т.51
P=3,24 МПа
т.46
P=3,25 МПа
т.44
P=3,27 МПа
K41
Q=306 м3/сут. ⌀159х8; L=100м
P=3,26 МПа
K41б
P=3,26 МПа
т.45
Q=642 м3/сут. ⌀159х8; L=220м
Q=642 м3/сут
Q=336 м3/сут. ⌀159х8; L=80м
Q=79 м3/сут. ⌀89х8; L=500м
Q=682 м3/сут. ⌀219х6; L=351м
Q=603 м3/сут. ⌀219х6; L=562м
K42б
P=3,29 МПа
Q=112 м3/сут. ⌀114х5; L=149м
K49
P=3,29 МПа
т.29
P=3,29 МПа
Q=48 м3/сут. ⌀159х8; L=1576м
т.28
P=3,31 МПа
Q=48 м3/сут. ⌀89х8; L=725м
P=3,32 МПа
K48

Условные обозначения

- Направление движения жидкости
- т.1 — Узловые точки (точки ограничивающие участки с разными характеристиками)
- Существующий трубопровод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод.

Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета:

- Плотность нефти, кг/м³ – 829,
- давление в точке подключения, МПа – 0,1
- Газовый фактор, м³/т – 224,
- Обводненность – 64%.

Изм.	Колич.	Лист	N док.	Подп.	Дата	НИГ-39-21	Лист

Формат А1

Гидравлический расчёт трубопроводов Вынгаяхинского месторождения, на котором находится проектируемый участок, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных систем с учетом предоставленных исходных данных по Вынгаяхинскому месторождению. (Не предоставленные в исходных данных расходы по кустам приняты за 0 м^3/сут)

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 215 м3/тн;
- процент обводненности – 72%;
- плотность нефти – 0,829 г/см^3
- плотность для воды – 1,002 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;

Куст скважин №85. Вторая очередь

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К300	т.вр.К85	3200	114	8	12	3,47	3,43	-0,04	0,1
скв. №1	К85	20	89	8	83	3,47	3,46	-0,01	0,6
скв. №2	К85	30	89	8	42	3,47	3,46	-0,01	0,2
скв. №3	К85	40	89	8	66	3,47	3,46	-0,01	0,5
скв. №4	К85	50	89	8	66	3,47	3,46	-0,01	0,5
скв. №5	К85	60	89	8	38	3,47	3,46	-0,01	0,2
скв. №6	К85	70	89	8	88	3,47	3,46	-0,01	0,7
скв. №7	К85	80	89	8	88	3,47	3,46	-0,01	0,7
скв. №8	К85	90	89	8	88	3,47	3,46	-0,01	0,7
скв. №9	**К85**	**100**	**89**	**8**	**88**	**3,47**	**3,46**	**-0,01**	**0,7**
К85	т.вр.К85	450	159	8	647	3,46	3,43	-0,03	1,3
т.вр.К85	т.вр.К203	7100	159	8	659	3,43	2,89	-0,54	1,4
К203	т.вр.К203	2142	114	8	150	2,90	2,89	-0,01	0,7
т.вр.К203	т.вр.К77	1711	159	8	809	2,89	2,68	-0,21	1,8

К77	т.вр.К77	300	219	8	502	2,68	2,68	0	0,4
т.вр.К77	т.вр.Р77	700	219	8	1311	2,68	2,64	-0,04	1,5
т.вр.Р77	т.вр.К202	1800	219	8	1311	2,64	2,54	-0,1	1,5
К202	т.вр.К202	355	159	8	223	2,55	2,54	-0,01	0,4
т.вр.К202	т.вр.К204	2000	219	8	1534	2,54	2,38	-0,16	1,8
К204	т.вр.К204	3109	114	8	28	2,42	2,38	-0,04	0,1
т.вр.К204	т.вр.К173	5700	219	8	1562	2,38	1,87	-0,51	2,0
К173	т.вр.К173	1022	159	8	673	1,99	1,87	-0,12	1,8
т.вр.К173	т.вр.К175	2400	219	6	1602	1,87	1,65	-0,22	2,1
К175	т.вр.К175	450	114	8	205	1,69	1,65	-0,04	1,2
т.вр.К175	т.вр.К177	2455	219	6	1807	1,65	1,32	-0,33	2,7
т.вр.К173	т.вр.К178	3500	159	6	632	1,87	1,55	-0,32	1,7
К178	т.вр.К178	627	114	6	180	1,59	1,55	-0,04	1,0
т.вр.К178	т.вр.К177	1355	159	6	812	1,55	1,32	-0,23	2,4
К177	т.вр.К177	650	114	8	127	1,35	1,32	-0,03	0,8
т.вр.К177	т.вр.К177 , 178	1810	219	8	973	1,32	1,23	-0,09	1,5
т.вр.К177	т.вр.К177 , 178	1840	273	6	1773	1,32	1,23	-0,09	1,7
т.вр.К153	т.вр.К177 , 178	1100	219	6	355	1,25	1,23	-0,02	0,4
К153	т.вр.К153	1025	114	8	245	1,39	1,25	-0,14	1,6
т.вр.К171	т.вр.К153	300	114	8	110	1,26	1,25	-0,01	0,7
К171	т.вр.К171	783	89	8	36	1,27	1,26	-0,01	0,3
т.вр.Р22	т.вр.К171	1200	114	8	74	1,28	1,26	-0,02	0,4
Р22	т.вр.Р22	100	159	5	8	1,28	1,28	0	0,1
т.вр.К365	т.вр.Р22	300	89	8	66	1,29	1,28	-0,01	0,8
К365	т.вр.К365	1800	114	8	57	1,31	1,29	-0,02	0,3
Р365	т.вр.К365	1441	89	8	9	1,30	1,29	-0,01	0,1
т.вр.К177, 178	т.вр.К154	200	219	6	1234	1,23	1,23	0	1,9
К154	т.вр.К154	1220	114	8	562	1,97	1,23	-0,74	3,9
т.вр.К154	т.вр.К159	200	219	6	1796	1,23	1,21	-0,02	2,8
К159	т.вр.К159	600	89	8	168	1,39	1,21	-0,18	2,1
т.вр.К159	т.вр.К155	1500	219	6	1964	1,21	0,91	-0,3	3,4
К155	т.вр.К155	167	114	8	17	0,90	0,91	0,01	0,1
т.вр.К155	т.вр.К151 , 152	1006	219	6	1981	0,91	0,64	-0,27	3,8
т.вр.К177, 178	т.вр.К151 , 152	2855	219	6	1867	1,22	0,64	-0,58	3,6
т.вр.К152	т.вр.К151 , 152	1196	219	6	1440	0,82	0,64	-0,18	2,8
К152	т.вр.К152	2108	159	5	178	0,85	0,82	-0,03	0,5
т.вр.К151	т.вр.К152	500	219	8	1262	0,87	0,82	-0,05	2,4
К151	т.вр.К151	150	89	6	162	0,92	0,87	-0,05	2,1

т.вр.Р38	т.вр.К151	533	219	8	1100	0,92	0,87	-0,05	2,0
Р38	т.вр.Р38	60	114	6	0	0	0	0	0
т.вр.К146	т.вр.Р38	811	159	8	1100	1,27	0,92	-0,35	4,0
К146	т.вр.К146	398	114	8	11	1,27	1,27	0	0,1
т.вр.К145	т.вр.К146	300	159	8	1089	1,38	1,27	-0,11	3,4
т.вр.Р78	т.вр.К145	1396	159	5	485	1,47	1,38	-0,09	1,3
К145	т.вр.Р78	300	159	5	53	1,47	1,47	0	0,1
т.вр.К278	т.вр.Р78	1738	114	8	432	2,05	1,47	-0,58	2,7
Р78	т.вр.К278	50	114	8	0	0	0	0	0
т.вр.К143Б	т.вр.К278	616	159	8	432	2,08	2,05	-0,03	1,1
т.вр.К143Б	т.2	4100	114	8	300	2,08	1,4	-0,68	1,9
К143Б	т.вр.К143 Б	1382	114	8	182	2,15	2,08	-0,07	0,9
К143Б	т.вр.К143 Б	1357	114	8	252	2,15	2,08	-0,07	1,0
К278	т.вр.К143 Б	400	159	8	298	2,09	2,08	-0,01	0,7
т.2	т.вр.К145	200	159	8	604	1,4	1,38	-0,02	1,8
т.вр.К142	т.2	1000	159	8	304	1,44	1,4	-0,04	0,8
К142	т.вр.К142	210	114	8	75	1,44	1,43	-0,01	0,4
т.вр.К143	т.вр.К142	200	114	8	229	1,46	1,43	-0,03	1,4
К143	т.вр.К143	1318	114	8	141	1,52	1,46	-0,06	0,9
т.вр.К131	т.вр.К143	1222	114	8	88	1,48	1,46	-0,02	0,5
К131	т.вр.К131	350	159	8	75	1,49	1,48	-0,01	0,1
т.вр.К130	т.вр.К131	628	114	8	13	1,49	1,48	-0,01	0,1
К130	т.вр.К130	32	159	5	13	1,49	1,49	0	0,1
т.вр.К151, 152	т.вр.К163 , 167, 168	200	530	6	5289	0,64	0,64	0	1,5
т.вр.К234	т.вр.К163 , 167, 168	2000	219	8	2523	1,4	0,64	-0,76	5,4
К234	т.вр.К234	278	114	8	127	1,41	1,4	-0,01	0,7
К234	т.вр.К234	365	114	8	105	1,41	1,4	-0,01	0,6
т.вр.К163	т.вр.К234	715	219	8	2291	1,57	1,4	-0,17	3,4
К163	т.вр.К163	1852	114	8	154	1,67	1,57	-0,1	0,9
т.вр.К234Б	т.вр.К163	500	159	6	2137	2,04	1,57	-0,47	5,9
К234Б	т.вр.К234 Б	333	114	8	529	2,19	2,04	-0,15	2,9
т.вр.К167	т.вр.К234 Б	850	159	6	1608	2,43	2,04	-0,39	3,9
К168	т.вр.К167	3945	114	4	336	2,86	2,43	-0,43	1,8
К168	т.вр.К167	3949	168	14	719	2,86	2,43	-0,43	1,5
К167	т.вр.К167	1200	159	8	553	2,5	2,43	-0,07	1,3
т.вр.К163, 167, 168	т.вр.К147 , 141	700	530	6	7812	0,63	0,6	-0,03	2,6
т.вр.к.140	т.вр.К147 , 141	1000	114	6	273	0,83	0,6	-0,23	2,2

К140	т.вр.к.140	1644	114	8	0	0	0	0	0
т.вр.к.147	т.вр.к.140	1000	114	6	273	1,01	0,83	-0,18	2,0
К147	т.вр.к.147	575	159	8	0	0	0	0	0
т.вр.к.141	т.вр.к.147	1200	114	6	273	1,2	1,01	-0,19	1,8
т.вр.к.123	т.вр.к.141	2076	114	8	273	1,55	1,2	-0,35	1,9
К123	т.вр.к.123	261	114	5	273	1,58	1,55	-0,03	1,5
т.вр.К147, 141	т.вр.К148	500	530	6	8085	0,6	0,58	-0,02	2,7
К148	т.вр.К148	600	114	6	323	0,78	0,58	-0,2	2,8
К148	т.вр.К148	641	114	8	285	0,78	0,58	-0,2	2,7
т.вр.К148	ДНС-3	2224	530	6	8692	0,58	0,45	-0,13	3,2

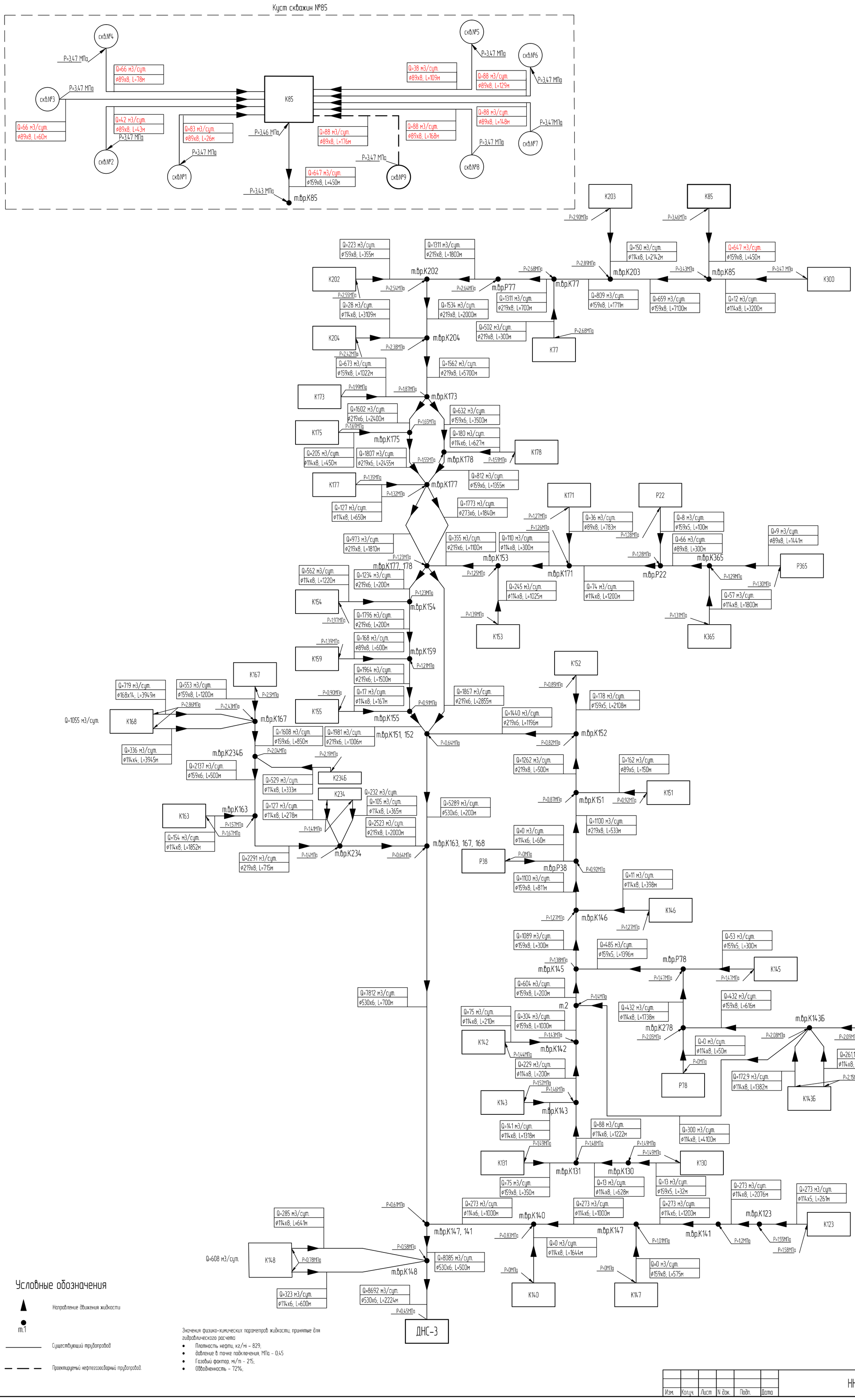
*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

Вывод:

По результатам гидравлического расчета с учетом расширения куста скважин К85 и новых данных по замерной добыче и технологической схеме определено, что величина давления на кустах скважин не превышают допустимых значений..

Для проектируемого трубопровода на кусте скважин №85 от добывающей скважины до АГЗУ и принят диаметр 89 мм.

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.
Вынгаяхинское месторождение. Куст скважин №85. Вторая очередь.
Гидравлическая схема.



						НИГ-39-21	Лист
Изм.	Колич.	Лист	N док.	Подп.	Дата		

Формат А1

Гидравлический расчёт трубопроводов Валынтойского месторождения, на котором находится проектируемый участок, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных систем с учетом предоставленных исходных данных по Валынтойскому месторождению. (Не предоставленные в исходных данных расходы по кустам приняты за 0 м^3/сут)

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 800 м3/тн;
- процент обводненности – 70%;
- плотность нефти – 0,850 г/см^3
- плотность для воды – 1,002 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;
- давление на нагнетании высоконапорного водовода, МПа – 16,0 МПа.

Куст скважин №310. Вторая очередь

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
Нефтегазосборный трубопровод									
т.вр.к.308	ДНС-1	15106	273	8	1076	1,91	0,1	-1,81	8,6
т.вр.к.310	т.вр.к.308	1000	273	8	721	1,97	1,91	-0,06	1,2
К310	т.вр.к.310	960	159	6	433	2,27	1,97	-0,3	3,1
скв.1.6	**АГЗУ**	**98**	**89**	**8**	**35**	**2,27**	**2,27**	**0**	**0,9**
скв.1.7	**АГЗУ**	**113**	**89**	**8**	**35**	**2,28**	**2,27**	**-0,01**	**0,9**
скв.1.8	**АГЗУ**	**136**	**89**	**8**	**35**	**2,28**	**2,27**	**-0,01**	**0,9**
скв.1.9	**АГЗУ**	**133**	**89**	**8**	**35**	**2,28**	**2,27**	**-0,01**	**0,9**
скв.516	АГЗУ	80	89	8	36	2,27	2,27	0	0,9
скв.515	АГЗУ	71	89	8	35	2,27	2,27	0	0,9
скв.514	АГЗУ	49	89	8	45	2,27	2,27	0	1,2
скв.513	АГЗУ	41	89	8	49	2,27	2,27	0	1,3
скв.512	АГЗУ	33	89	8	69	2,28	2,27	-0,01	1,8

скв.511	АГЗУ	25	89	8	59	2,27	2,27	0	1,6
К308	т.вр.к.310	4877	159	6	288	2,15	1,97	-0,18	1,0
т.вр.к.307	т.вр.к.308	3900	273	8	355	1,95	1,91	-0,04	0,3
К307	т.вр.к.307	4100	219	8	268	1,99	1,95	-0,04	0,4
т.вр.к.306	т.вр.к.307	800	273	8	87	1,95	1,95	0	0,1
К301	т.вр.к.306	1073	273	8	58	1,96	1,95	-0,01	0,1
К306	т.вр.к.306	2522	219	8	29	1,98	1,95	-0,03	0,1
Высоконапорный водовод									
Скв. Вз	**Скв. 516**	**150**	**89**	**8**	**150**	**16,0**	**16,0**	**0**	**0,3**

*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

Вывод:

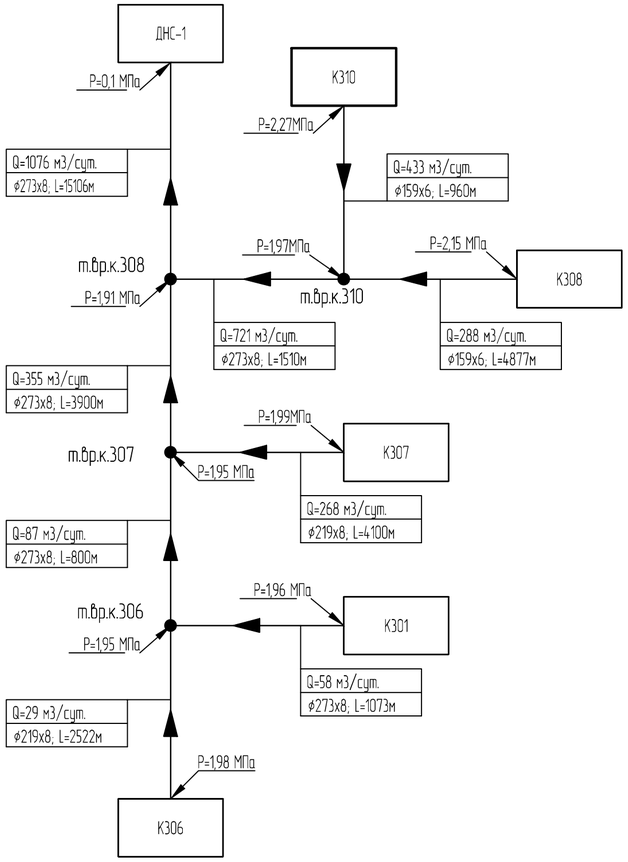
По результатам гидравлического расчета с учетом расширения куста скважин К310 и новых данных по замерной добыче и технологической схеме определено, что величина давления на кустах скважин не превышают допустимых значений..

Для проектируемых нефтегазосборных трубопроводов на кусте скважин №310 от добывающих скважин до АГЗУ принят диаметр 89 мм. А для участка от АГЗУ до точки врезки диаметр принят 159 мм.

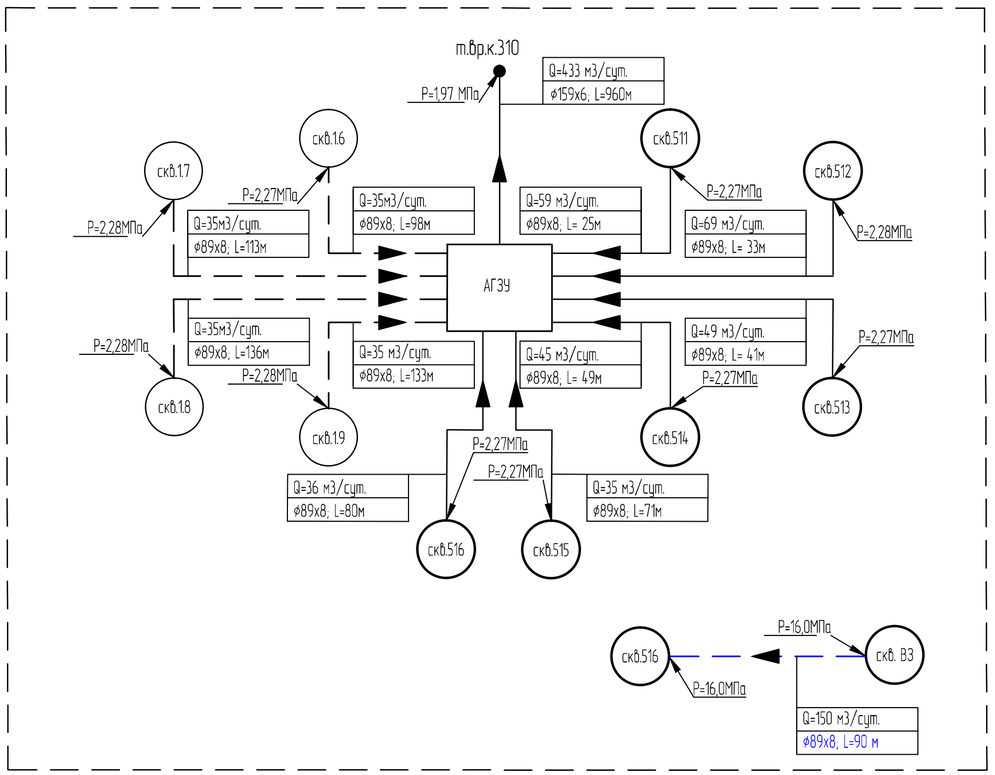
Для проектируемого высоконапорного трубопровода от водозаборной до нагнетательной скважины куста №310 при расчете на давление 16 МПа и диаметре 89 мм - скорость потока составила 0,3 м/с, поэтому окончательно принят диаметр 89 мм.

Также по результатам гидравлического расчета выявлено увеличение скорости и большая потеря давления на участке от т.вр.к.308 до ДНС-1. Рекомендация на указанном участке предусмотреть либо строительство лупинга, либо переустройство трубопроводов с увеличением диаметров труб.

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.
Валынтойское месторождение. Куст скважин №310. Вторая очередь.
Гидравлическая схема.



Куст скважин №310



Условные обозначения

- Направление движения жидкости
- m.1 — Узловые точки (точки ограничивающие участки с разными характеристиками)
- Существующий трубопровод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
- Проектируемый высоконапорный водовод

Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета:

- Плотность нефти, кг/м³ – 850;
- Давление в точке подключения, МПа – 0,1
- Газовый фактор, м³/т – 800;
- Обводненность – 70%;
- Давление на нагнетании высоконапорного водовода, МПа – 16,0.

Изм.	Колич.	Лист	N док.	Подп.	Дата	НИГ-39-21	Лист

Формат А2

Гидравлический расчёт трубопроводов Карамовского месторождения, на котором находится проектируемый участок, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице 1.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных систем с учетом предоставленных исходных данных по Карамовскому месторождению. (Не предоставленные в исходных данных расходы по кустам приняты за 0 м^3/сут).

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 65 м3/тн;
- процент обводненности – 95%;
- плотность нефти – 0,8607 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;

Куст скважин №10

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К31Б	т.17	200	159	6	996	2,02	2,01	-0,01	0,8
К32Б	К32	100	114	6	923	2,27	2,25	-0,02	1,4
К31	т.17	33	168	14	124	2,01	2,01	0	0,1
т.17	т.16	1100	168	14	1120	2,01	1,94	-0,07	1,0
К32	т.16	1500	114	8	935	2,25	1,94	-0,31	1,5
т.16	т.15	2067	168	11	1022	1,94	1,84	-0,1	0,8
т.16	т.15	2100	159	6	1032	1,94	1,85	-0,09	0,8
К11	т.15	200	159	8	715	1,85	1,84	-0,01	0,6
т.15	т.14	450	159	8	1336	1,84	1,81	-0,03	1,1
т.15	т.14	450	159	6	1434	1,84	1,81	-0,03	1,1
К47	т.14	700	114	8	353	1,84	1,81	-0,03	0,6
т.14	т.13	800	159	8	1508	1,81	1,72	-0,09	1,3
т.13	т.12	400	159	8	1508	1,72	1,70	-0,02	1,3
т.14	т.12	1200	159	6	1614	1,81	1,70	-0,11	1,3
скв.№1	АГЗУ-2	26	89	8	105	1,73	1,73	0	0,4
скв.№2	АГЗУ-2	34	89	8	168	1,73	1,73	0	0,7
скв.№3	АГЗУ-2	39	89	8	121	1,73	1,73	0	0,5
скв.№4	АГЗУ-2	48	89	8	132	1,73	1,73	0	0,6

скв.№5	АГЗУ-2	65	89	8	119	1,73	1,73	0	0,5
скв.№6	АГЗУ-2	70	89	8	123	1,73	1,73	0	0,5
скв.№7	АГЗУ-2	85	89	8	163	1,74	1,73	-0,01	0,7
скв.№8	АГЗУ-2	91	89	8	157	1,74	1,73	-0,01	0,7
скв.№9	АГЗУ-2	110	89	8	117	1,73	1,73	0	0,5
скв.№10	АГЗУ-2	120	89	8	112	1,73	1,73	0	0,5
скв.№11	АГЗУ-2	126	89	8	111	1,73	1,73	0	0,5
скв.№2.1	**АГЗУ-2**	**145**	**89**	**8**	**125**	**1,74**	**1,73**	**-0,01**	**0,5**
АГЗУ-2	т.18	177	159	8	1553	1,73	1,70	-0,03	1,7
скв.№438	АГЗУ-1	62	114	8	62	1,70	1,70	0	0,1
АГЗУ-1	т.18	5	159	8	62	1,70	1,70	0	0,1
т.18	**т.12**	**230**	**114**	**6**	**448**	**1,70**	**1,70**	**0**	**1,0**
т.18	т.12	252	159	8	1166	1,70	1,70	0	1,3
т.12	т.11	960	159	5	2704	1,70	1,45	-0,25	2,0
т.12	т.11	976	159	8	2034	1,70	1,45	-0,25	2,2
т.11	УПСВГ-2	2590	219	8	7129	1,45	0,3	-1,15	5,0
К8	т.9	1800	114	8	53	1,48	1,48	0	0,1
т.9	т.10	400	114	8	53	1,48	1,48	0	0,1
К9	т.10	303	114	5	241	1,49	1,48	-0,01	0,4
т.10	т.11	660	114	8	294	1,48	1,45	-0,03	0,5
т.8	т.11	50	219	8	2097	1,46	1,45	-0,01	0,9
т.6	т.8	730	219	14	2097	1,49	1,46	-0,03	1,0
т.7	т.6	2360	168	14	6	1,50	1,49	-0,01	0,1
К14	т.7	30	114	8	6	1,50	1,50	0	0,1
т.5	т.6	900	219	14	2091	1,54	1,49	-0,05	1,0
т.4	т.5	100	159	8	2091	1,56	1,54	-0,02	1,6
К13	т.4	60	114	8	326	1,56	1,56	0	0,6
т.3	т.4	500	159	8	1765	1,62	1,54	-0,08	1,3
т.2	т.3	2100	168	14	1765	1,93	1,62	-0,31	1,4
К16	т.2	61	159	8	79	2,48	1,93	-0,55	0,1
т.1	т.2	500	168	14	1686	2,00	1,93	-0,07	1,3
К30	т.1	2100	168	14	124	2,01	2,00	-0,01	0,1
К16Б	т.1	430	159	6	1562	2,04	2,00	-0,04	1,2

*** - жирным шрифтом выделены заменяемые участки**

Вывод: Для проектируемого выкидного трубопровода на кусте скважин №10 принят диаметр 89х8мм. Для проектируемого нефтегазосборного трубопровода диаметр 114 мм. Для проектируемых трубопроводов рассчитанные значения не превышают рекомендуемых.

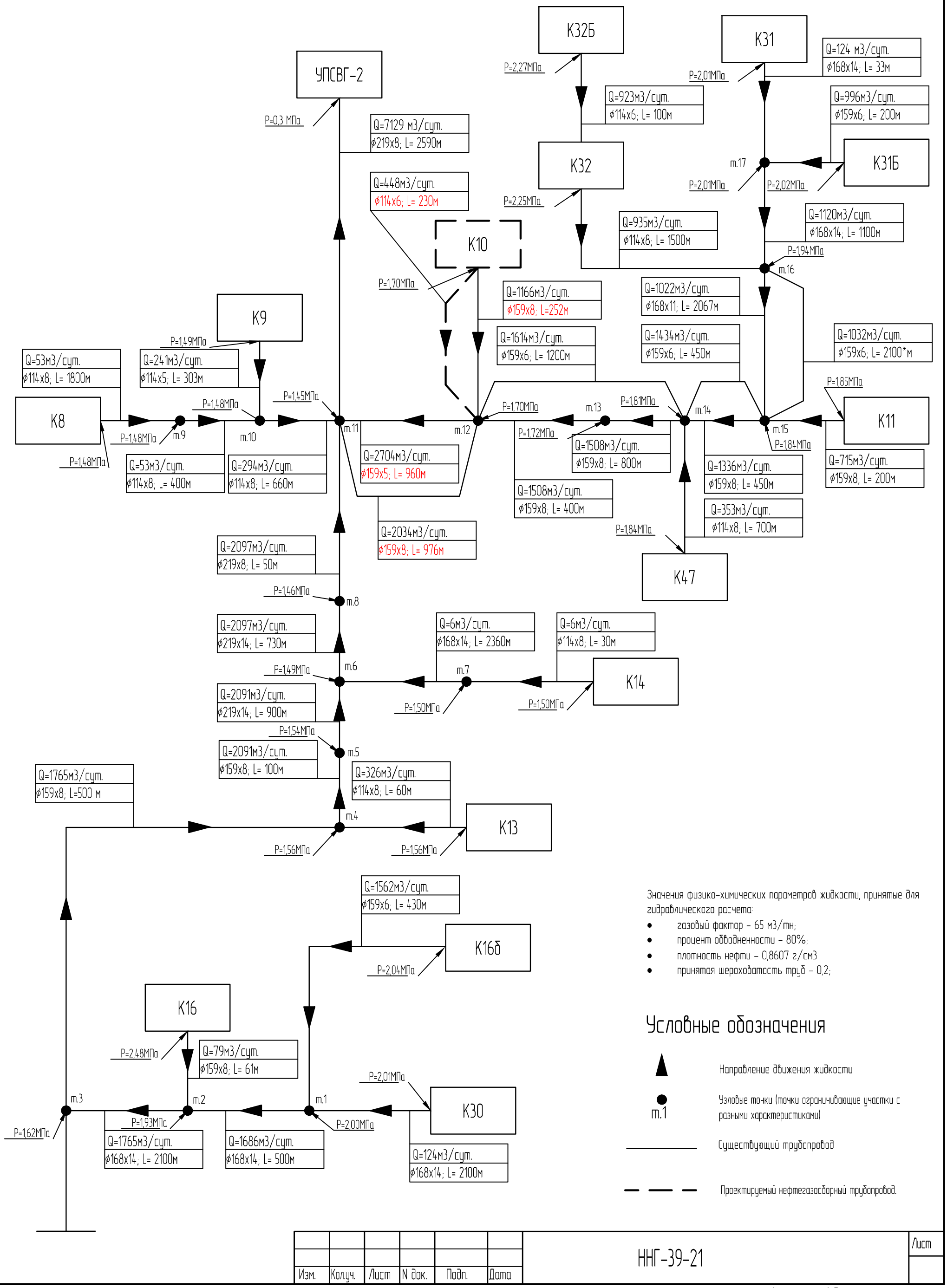
Строительство трубопровода от т.16 до т.15 протяженностью 2,1 км Ø159х6 мм предусмотрено программой капитального строительства внутрипромысловых трубопроводов АО «Газпромнефть-ННГ» на 2021-2024 гг., включен на 2022 год.

Также по результатам гидравлического расчета выявлено увеличение скорости и большая потеря давления на участке от т.11 до ДНС-1. Рекомендация на указанном участке предусмотреть либо строительство лупинга, либо переустройство трубопроводов с увеличением диаметров труб.

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.

Карамовское месторождение. Куст скважин №10. Третья очередь.

Гидравлическая схема.



Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета:

- газовый фактор – 65 м3/тн;
- процент обводненности – 80%;
- плотность нефти – 0,8607 г/см3
- принятая шероховатость труб – 0,2;

Условные обозначения

Направление движения жидкости

m.1 — Узловые точки (точки ограничивающие участки с разными характеристиками)

Существующий трубопровод

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата

ННГ-39-21

Лист

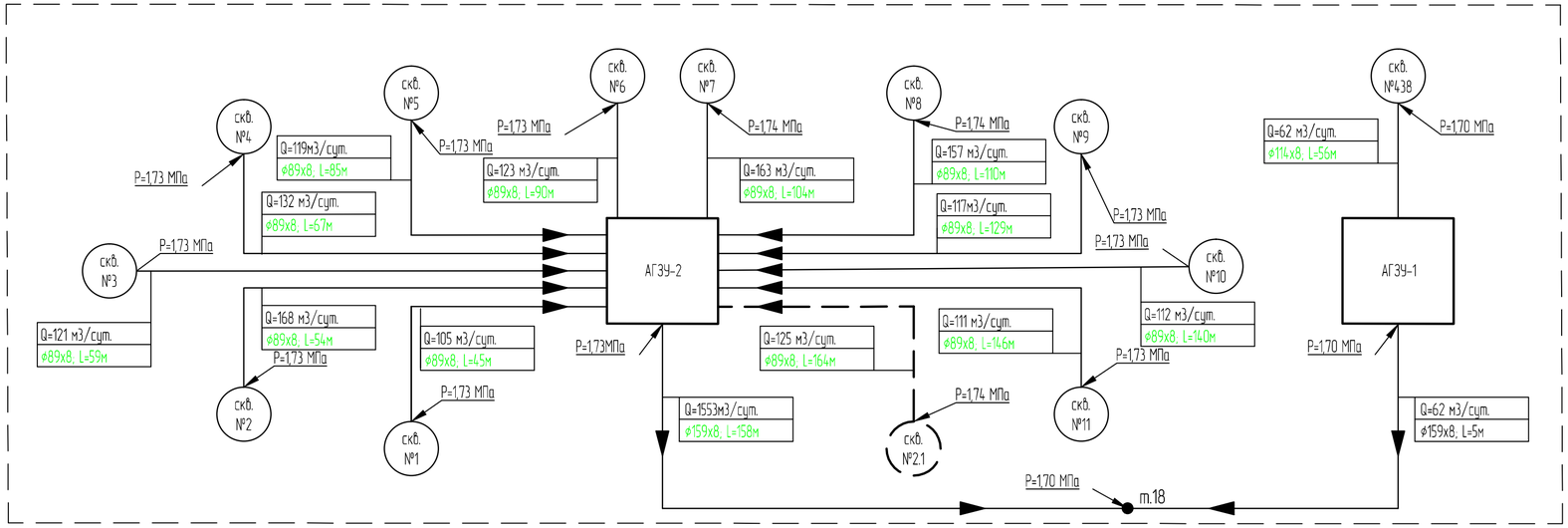
Формат А3

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.

Карамовское месторождение. Куст скважин №10. Третья очередь.

Гидравлическая схема.

Куст скважин №10



Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета:

- газовый фактор – 65 м3/тн;
- процент обводненности – 80%;
- плотность нефти – 0,8607 г/см3
- принятая шероховатость труб – 0,2;

Условные обозначения

Направление движения жидкости

m.1 — Узловые точки (точки ограничивающие участки с разными характеристиками)

Существующий трубопровод

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод.

						НИГ-39-21	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	N док.	Подп.	Дата		

Гидравлический расчёт трубопроводов Крайнего месторождения, на котором находится проектируемый куст, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице 1 и 2, схемы прилагаются.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных систем с учетом предоставленных исходных данных по Крайнему месторождению.

В расчете для куста 108 были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 139 м3/т;
- процент обводненности – 39%;
- плотность нефти – 0,837 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;
- давление на нагнетании высоконапорного водовода – 19 МПа;
- давление в точке подключения нефтесборного трубопровода – 0,42 МПа.

Куст скважин №108. Третья очередь. Нефтегазосборный трубопровод.

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К-205	т.вр. К-204,205	2094	114	8	91	2,52	2,48	-0,04	0,2
К-206	т.вр. К-204,205	3145	219	8	489	2,54	2,48	-0,06	0,5
К-204	т.вр. К-204,205	1981	114	8	60	2,51	2,48	-0,03	0,1
т.вр. К-204,205	т.вр.К-108	3594	159	8	640	2,48	2,08	-0,4	1,6
К-108	т.вр.К-320	50	159	8	773	3,05	2,42	-0,63	2,1
скв.№6800	АГЗУ-1	33	89	8	10	3,06	3,06	0	0,1
скв.№6808	АГЗУ-1	175	89	8	47	3,06	3,06	0	0,4
скв.№6803	АГЗУ-1	90	89	8	18	3,06	3,06	0	0,1
скв.№6804	АГЗУ-1	113	89	8	26	3,06	3,06	0	0,2
скв.№6805	АГЗУ-1	136	89	8	14	3,06	3,06	0	0,1
скв.№6807	АГЗУ-1	174	89	8	47	3,06	3,06	0	0,4
АГЗУ-1	т.к.108	10	159	8	162	3,06	3,05	-0,01	0,3
скв.№6809	**АГЗУ-2**	**65**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
скв.№6810	**АГЗУ-2**	**53**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.9	**АГЗУ-2**	**42**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.10	**АГЗУ-2**	**30**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.14	**АГЗУ-2**	**90**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.11	**АГЗУ-2**	**51**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.12	**АГЗУ-2**	**66**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
скв.№1.13	**АГЗУ-2**	**80**	**89**	**8**	**47**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,4**
АГЗУ-2	**т.вр.АГЗУ-3**	**2**	**159**	**6**	**376**	**3,08**	**3,08**	**0**	**0,8**
т.вр.АГЗУ-3	**т.К-108**	**263**	**159**	**6**	**611**	**3,08**	**3,05**	**-0,03**	**1,4**
скв.№1.15	**АГЗУ-3**	**38**	**89**	**8**	**47**	**3,09**	**3,09**	**0**	**0,4**
скв.№1.16	**АГЗУ-3**	**50**	**89**	**8**	**47**	**3,09**	**3,09**	**0**	**0,4**
скв.№1.17	**АГЗУ-3**	**62**	**89**	**8**	**47**	**3,09**	**3,09**	**0**	**0,4**
скв.№1.18	**АГЗУ-3**	**92**	**89**	**8**	**47**	**3,09**	**3,09**	**0**	**0,4**
скв.№1.19	**АГЗУ-3**	**107**	**89**	**8**	**47**	**3,09**	**3,09**	**0**	**0,4**
АГЗУ-3	**т.вр.АГЗУ-3**	**62**	**114**	**6**	**235**	**3,09**	**3,08**	**-0,01**	**1,1**
К-320	т.вр.к.320	4100	156	6	443	2,53	2,42	-0,11	0,5
т.вр.К-320	т.вр.к.108	3700	159	6	617	2,42	2,08	-0,34	1,4
т.вр.К-320	т.вр.к.108	3700	159	8	599	2,42	2,08	-0,34	1,4
К-100а	т.вр.К-108	20	159	8	0	0	0	0	0
т.вр.К-108	т.вр.К-24	4680	159	8	764	2,08	1,17	-0,91	2,5
т.вр.К-108	т.вр.К-83	2060	159	8	1091	2,08	1,36	-0,72	3,3
т.вр.К-83	т.вр.К-24	1360	219	8	2263	1,36	1,17	-0,19	2,6
К-20	т.вр.К-24	4540	159	8	439	1,3	1,17	-0,13	1,9
т.вр.К-24	т.вр.К-76	2055	273	8	3467	1,17	0,9	-0,27	2,9
т.вр.К-83	т.вр.К-79	2100	159	8	794	1,36	1,11	-0,25	1,9
К-24	т.вр.К-79	2200	114	8	42	1,13	1,1	-0,03	0,1
К-104	т.вр.К-104	847	114	8	98	1,14	1,12	-0,02	0,3
т.вр.К-104	т.вр.К-79	1032	114	8	98	1,12	1,11	-0,01	0,3
т.вр.К-79	т.вр.К-181	300	159	8	934	1,11	1,06	-0,05	2,2
К-181	т.вр.К-181	224	114	8	36	1,06	1,06	0	0,1
т.вр.К-181	т.вр.К-76	800	159	8	970	1,06	0,9	-0,16	2,4
т.вр.К-76	т.вр.К-75	740	219	8	3265	0,9	0,81	-0,09	2,8
К-75	т.вр.К-75	2800	273	8	27	0,84	0,81	-0,03	0,1
т.вр.К-75	т.вр.К-70(2)	3000	219	8	1411	0,81	0,66	-0,15	2,2
т.вр.К-70(2)	ДНС-1	2750	273	8	1403	0,66	0,42	-0,24	1,5
т.вр.К-76	т.вр.К-70	4638	219	8	1172	0,9	0,61	-0,29	1,8
К-70	т.вр.К-70(1)	210	114	8	26	0,61	0,61	0	0,1
т.вр.к.75	**т.вр.К-70(1)**	**4000**	**273**	**8**	**1896**	**0,81**	**0,61**	**-0,2**	**1,8**
т.вр.К-70(1)	ДНС-1	2800	273	8	1968	0,61	0,42	-0,19	2,1

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т.вр.К-70(1)	ДНС-1	2498	219	8	1118	0,61	0,42	-0,19	2,0
К-211	т.вр.К-210	3000	159	6	687	1,95	1,8	-0,15	1,0
К-210	т.вр.К-210	50	159	6	446	1,81	1,8	-0,01	0,6
т.вр.К-210	т.вр.К-211	2500	159	6	1133	1,8	1,73	-0,07	0,9
К-103	т.вр.К-211	50	159	6	207	1,73	1,73	0	0,2
т.вр.К-211	т.вр.К-103	4800	159	6	1054	1,73	1,61	-0,12	0,5
т.вр.К-211	т.вр.К-209	1700	159	8	286	1,73	1,7	-0,03	0,4
К-209	т.вр.К-209	814	114	6	169	1,73	1,7	-0,03	0,5
т.вр.К-209	т.вр.К-103	3100	159	8	455	1,7	1,61	-0,09	0,7
К-114	т.вр.К-103	110	159	8	93	1,61	1,61	0	0,1
т.вр.К-103	т.1	2830	159	8	447	1,61	1,52	-0,09	0,7
т.вр.К-103	т.1	2930	219	8	1155	1,61	1,52	-0,09	0,9
т.1	т.вр.К-114	100	159	8	1602	1,52	1,5	-0,02	2,6
К-22	т.вр.К-114	632	219	8	0	0	0	0	0
т.вр.К-114	т.вр.К-100б	2800	219	6	1602	1,5	1,46	-0,04	1,3
К-100б	т.вр.К-100б	1294	114	8	52	1,48	1,46	-0,02	0,1
т.вр.К-100б	т.вр.К-21	840	219	8	1654	1,46	1,42	-0,04	1,3
К-21	т.вр.К-21	1551	219	8	69	1,44	1,42	-0,02	0,2
т.вр.К-102	т.вр.К-21	2060	159	8	243	1,42	1,36	-0,06	0,3
К-102	т.вр.К-102	2340	159	8	243	1,5	1,46	-0,04	0,3
т.вр.К-21	т.вр.К-83	840	219	8	1966	1,46	1,36	-0,1	1,6

*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

Вывод:

По результатам расчета (с учетом предложений по смежным проектам) давление и величины скоростей на проектируемых участках не превышают допустимых значений.

На следующих участках трубопроводов рекомендуется строительство лупингов или реконструкция трубопроводов с применением труб большего диаметра:

– «т.вр.к.320 – т.вр.к.108» - рекомендуется трубопровод большего диаметра или строительство лупинга, т.к. при расчете на участке наблюдается падение расчетного давления с 3,13Мпа до 2,09Мпа, текущий расчет предоставлен с учетом рекомендуемого трубопровода.

На проектируемых участках приняты следующие диаметры трубопровода:

– от добывающих скважин до АГЗУ - принят трубопровод диаметром 89х8мм;

– АГЗУ-2 – т.вр.к.108 - принят трубопровод диаметром 159х6мм;

– АГЗУ-3 – т.вр.АГЗУ-3 - принят трубопровод диаметром 114х6мм;

– т.вр.к.75 – т.вр.к.70 - принят трубопровод диаметром 273х8мм.

Куст скважин №108. Третья очередь. Высоконапорный водовод.

Таблица 2. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К100 ВЗ	т.0	300	114	8	735	19,0	18,53	-0,47	3,5
т.0	БГ-1	3110	89	8	705	18,53	16,4	-2,13	1,9
БГ-1	скв.№6801	82	89	8	141	16,4	16,4	0	0,4
БГ-1	скв.№6802	71	89	8	141	16,4	16,4	0	0,4
БГ-1	скв.№6806	156	89	8	141	16,4	16,4	0	0,4
БГ-2	**скв.№2.4**	**423**	**89**	**8**	**141**	**16,4**	**16,39**	**-0,01**	**0,4**
БГ-2	**скв.№2.5**	**315**	**89**	**8**	**141**	**16,4**	**16,39**	**-0,01**	**0,4**
т.0	К102	2400	114	8	348	18,53	18,44	-0,09	0,5
т.0	К21	2833	114	8	194	18,53	18,5	-0,03	0,3
т.0	т.Ж	3500	168	16	1078	18,53	18,31	-0,22	1,9
т.Ж	К204	1968	114	12	447	18,31	18,12	-0,19	0,8
т.Ж	т.вр.к.206	1185	114	12	631	18,31	18,09	-0,22	1,1
т.вр.к.206	К206	227	114	12	300	18,09	17,99	-0,1	0,5
т.вр.к.206	К205	865	114	12	331	18,09	18,04	-0,05	0,6

*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

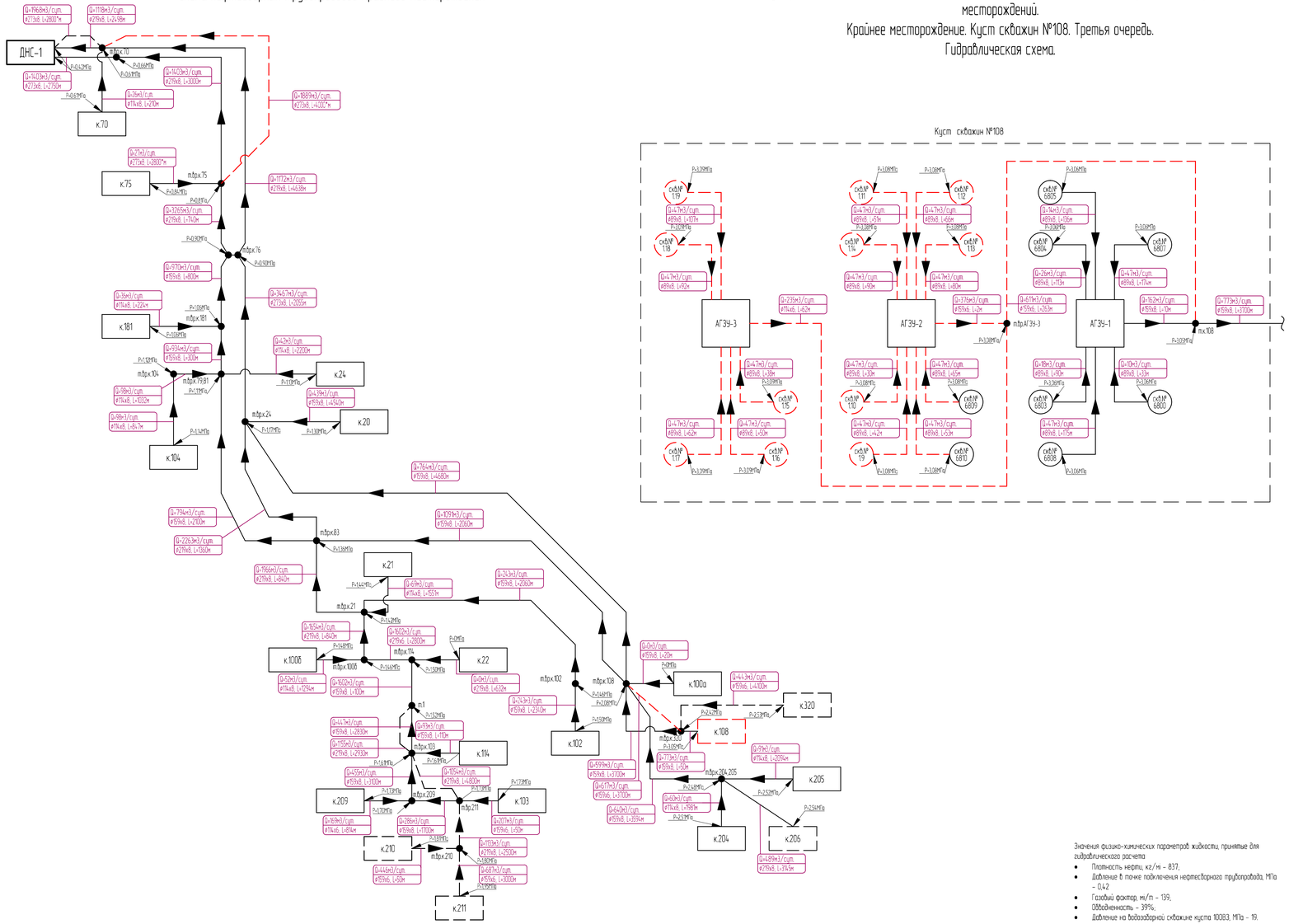
Вывод:

При расчете проектируемого высоконапорного водовода принято максимальное рабочее давление в начальной точке 19 МПа, потеря давления, согласно расчета, от К100 ВЗ до конца участка проектируемого высоконапорного водовода К108 скв.№2.4 при расчете составляет 2,61 МПа или 13,8%. При увеличении объемов закачки, рекомендуется рассмотреть возможность строительства трубопровода большего диаметра или лупинга на участке т.0 – К-108

Для проектируемых высоконапорных водоводов от БГ до нагнетательных скважин принят диаметр 89мм.

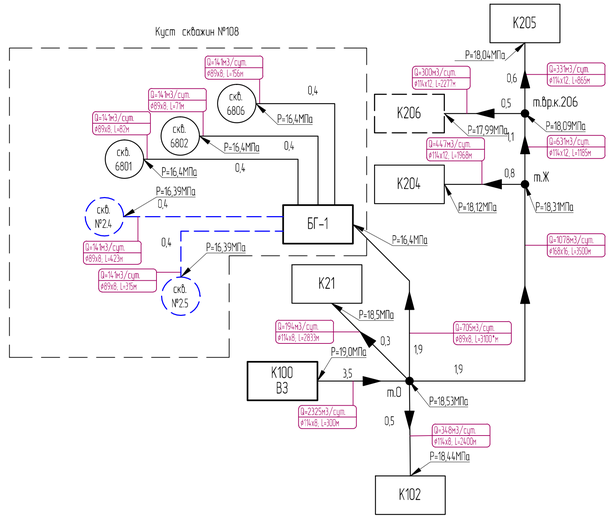
Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.
Крайнее месторождение. Куст скважин №108. Третья очередь.
Гидравлическая схема.

Схема нефтесборных трубопроводов Крайнего месторождения



Куст скважин №108

Схема высоконапорных трубопроводов Крайнего месторождения



Условные обозначения

- Направление движения жидкости
- m.1 — Узловые точки (точки ограничивающие участки с разными характеристиками)
- Существующий нефтесборный трубопровод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
- Проектируемый высоконапорный водовод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод в снежном проекте

Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета

- Плотность нефти, кг/м - 837,
- Давление в точке подключения нефтесборного трубопровода, МПа - 0,42
- Газовый фактор, м/т - 139,
- Обводненность - 39%,
- Давление на водозаборной скважине куста 10083, МПа - 19.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-ННГ.21045	Лист

Согласовано

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

Копировал

А3х3

Гидравлический расчёт трубопроводов Крайнего месторождения, на котором находится проектируемый куст, выполнен на заявленную производительность (Отчет по замерной добыче на июнь 2021г). Результаты расчёта представлены в таблице 1 и 2, схемы прилагаются.

Гидравлический расчет системы выполнен с помощью программного комплекса Pipesim (Schlumberger) для расчета многофазных режимов течения промысловых трубопроводных систем с учетом предоставленных исходных данных по Крайнему месторождению.

В расчете для куста 206 были использованы следующие исходные данные:

- газовый фактор – 120 м3/т;
- процент обводненности – 38%;
- плотность нефти – 0,837 г/см^3
- принятая шероховатость труб – 0,2;
- давление на нагнетании высоконапорного водовода – 19 МПа;
- давление в точке подключения нефтесборного трубопровода – 0,42 МПа.

Куст скважин №206. Вторая очередь. Нефтегазосборный трубопровод.

Таблица 1. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К-205	т.вр. К-204,205	2094	114	8	91	2,52	2,48	-0,04	0,2
К-206 (АГЗУ-1)	т.вр. К-204,205	3145	219	8	489	2,54	2,48	-0,06	0,5
скв.№1.8	**АГЗУ-1**	**25**	**89**	**8**	**50**	**2,54**	**2,54**	0	**0,4**
скв.№1.9	**АГЗУ-1**	**18**	**89**	**8**	**50**	**2,54**	**2,54**	0	**0,4**
скв.№6948	АГЗУ-1	90	89	8	53	2,55	2,54	-0,01	0,4
скв.№6947	АГЗУ-1	80	89	8	52	2,55	2,54	-0,01	0,4
скв.№6946	АГЗУ-1	70	89	8	56	2,55	2,54	-0,01	0,5
скв.№6944	АГЗУ-1	60	89	8	56	2,55	2,54	-0,01	0,5
скв.№6943	АГЗУ-1	50	89	8	54	2,54	2,54	0	0,4
скв.№6942	АГЗУ-1	40	89	8	53	2,54	2,54	0	0,4
скв.№6941	АГЗУ-1	30	89	8	65	2,54	2,54	0	0,4
АГЗУ-1	т.вр.к.204,205	3145	219	8	489	2,54	2,48	-0,06	2,6
К-204	т.вр. К-204,205	1981	114	8	60	2,51	2,48	-0,03	0,1
т.вр.	т.вр.К-108	3594	159	8	640	2,48	2,08	-0,4	1,6

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К-204,205									
К-108 (т.к.108)	т.вр.К-320	50	159	8	773	3,05	2,42	-0,63	2,1
К-320	т.вр.к.320	4100	156	6	443	2,53	2,42	-0,11	0,5
т.вр.К-320	т.вр.к.108	3700	159	6	617	2,42	2,08	-0,34	1,4
т.вр.К-320	т.вр.к.108	3700	159	8	599	2,42	2,08	-0,34	1,4
К-100а	т.вр.К-108	20	159	8	0	0	0	0	0
т.вр.К-108	т.вр.К-24	4680	159	8	764	2,08	1,17	-0,91	2,5
т.вр.К-108	т.вр.К-83	2060	159	8	1091	2,08	1,36	-0,72	3,3
т.вр.К-83	т.вр.К-24	1360	219	8	2263	1,36	1,17	-0,19	2,6
К-20	т.вр.К-24	4540	159	8	439	1,3	1,17	-0,13	1,9
т.вр.К-24	т.вр.К-76	2055	273	8	3467	1,17	0,9	-0,27	2,9
т.вр.К-83	т.вр.К-79	2100	159	8	794	1,36	1,11	-0,25	1,9
К-24	т.вр.К-79	2200	114	8	42	1,13	1,1	-0,03	0,1
К-104	т.вр.К-104	847	114	8	98	1,14	1,12	-0,02	0,3
т.вр.К-104	т.вр.К-79	1032	114	8	98	1,12	1,11	-0,01	0,3
т.вр.К-79	т.вр.К-181	300	159	8	934	1,11	1,06	-0,05	2,2
К-181	т.вр.К-181	224	114	8	36	1,06	1,06	0	0,1
т.вр.К-181	т.вр.К-76	800	159	8	970	1,06	0,9	-0,16	2,4
т.вр.К-76	т.вр.К-75	740	219	8	3265	0,9	0,81	-0,09	2,8
К-75	т.вр.К-75	2800	273	8	27	0,84	0,81	-0,03	0,1
т.вр.К-75	т.вр.К-70(2)	3000	219	8	1411	0,81	0,66	-0,15	2,2
т.вр.К-70(2)	ДНС-1	2750	273	8	1403	0,66	0,42	-0,24	1,5
т.вр.К-76	т.вр.К-70	4638	219	8	1172	0,9	0,61	-0,29	1,8
К-70	т.вр.К-70(1)	210	114	8	26	0,61	0,61	0	0,1
т.вр.к.75	т.вр.К-70(1)	4000	273	8	1896	0,81	0,61	-0,2	1,8
т.вр.К-70(1)	**ДНС-1**	**2800**	**273**	**8**	**1968**	**0,61**	**0,42**	**-0,19**	**2,1**
т.вр.К-70(1)	ДНС-1	2498	219	8	1118	0,61	0,42	-0,19	2,0
К-211	т.вр.К-210	3000	159	6	687	1,95	1,8	-0,15	1,0
К-210	т.вр.К-210	50	159	6	446	1,81	1,8	-0,01	0,6
т.вр.К-210	т.вр.К-211	2500	159	6	1133	1,8	1,73	-0,07	0,9
К-103	т.вр.К-211	50	159	6	207	1,73	1,73	0	0,2
т.вр.К-211	т.вр.К-103	4800	159	6	1054	1,73	1,61	-0,12	0,5
т.вр.К-211	т.вр.К-209	1700	159	8	286	1,73	1,7	-0,03	0,4
К-209	т.вр.К-209	814	114	6	169	1,73	1,7	-0,03	0,5
т.вр.К-209	т.вр.К-103	3100	159	8	455	1,7	1,61	-0,09	0,7
К-114	т.вр.К-103	110	159	8	93	1,61	1,61	0	0,1
т.вр.К-103	т.1	2830	159	8	447	1,61	1,52	-0,09	0,7
т.вр.К-103	т.1	2930	219	8	1155	1,61	1,52	-0,09	0,9

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м^3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
т.1	т.вр.К-114	100	159	8	1602	1,52	1,5	-0,02	2,6
К-22	т.вр.К-114	632	219	8	0	0	0	0	0
т.вр.К-114	т.вр.К-100б	2800	219	6	1602	1,5	1,46	-0,04	1,3
К-100б	т.вр.К-100б	1294	114	8	52	1,48	1,46	-0,02	0,1
т.вр.К-100б	т.вр.К-21	840	219	8	1654	1,46	1,42	-0,04	1,3
К-21	т.вр.К-21	1551	219	8	69	1,44	1,42	-0,02	0,2
т.вр.К-102	т.вр.К-21	2060	159	8	243	1,42	1,36	-0,06	0,3
К-102	т.вр.К-102	2340	159	8	243	1,5	1,46	-0,04	0,3
т.вр.К-21	т.вр.К-83	840	219	8	1966	1,46	1,36	-0,1	1,6

*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

Вывод:

По результатам расчета (с учетом предложений по смежным проектам) давление и величины скоростей на проектируемых участках не превышают допустимых значений.

На следующих участках трубопроводов рекомендуется строительство лупингов или реконструкция трубопроводов с применением труб большего диаметра:

– «т.вр.к.320 – т.вр.к.108» - рекомендуется трубопровод большего диаметра или строительство лупинга, т.к. при расчете на участке наблюдается падение расчетного давления с 3,13Мпа до 2,09Мпа, текущий расчет предоставлен с учетом рекомендуемого трубопровода.

На проектируемых участках приняты следующие диаметры трубопровода:

– от добывающих скважин до АГЗУ - принят трубопровод диаметром 89х8мм;

– т.вр.к.70 – ДНС-1 - принят трубопровод диаметром 273х8мм.

Куст скважин №206. Вторая очередь. Высоконапорный водовод.

Таблица 2. Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Длина трубопровода, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Расход смеси, м3/сут	Давление избыточное, МПа		Изменение давления, МПа	Скорость жидкости, м/с
						Начало участка	Конец участка		
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
К100 ВЗ	т.0	300	114	8	735	19,0	18,53	-0,47	3,5
т.0	К-108	3110	89	8	705	18,53	16,4	-2,13	1,9
т.0	К102	2400	114	8	348	18,53	18,44	-0,09	0,5
т.0	К21	2833	114	8	194	18,53	18,5	-0,03	0,3
т.0	т.Ж	3500	168	16	1078	18,53	18,31	-0,22	1,9
т.Ж	К204	1968	114	12	447	18,31	18,12	-0,19	0,8
т.Ж	т.вр.к.206	1185	114	12	631	18,31	18,09	-0,22	1,1
т.вр.к.206	К206	227	114	12	300	18,09	17,99	-0,1	0,5
т.вр.	скв.№2.1	36	89	8	266,5	17,99	17,9	-0,09	0,7
т.вр.	скв.№2.2	100	89	8	266,5	17,99	17,9	-0,09	0,7
скв.№3.1	**т.вр.**	**120**	**114**	**12**	**233**	**17,99**	**17,99**	**0**	**0,4**
т.вр.к.206	К205	865	114	12	331	18,09	18,04	-0,05	0,6

*** - жирным шрифтом выделены проектируемые участки**

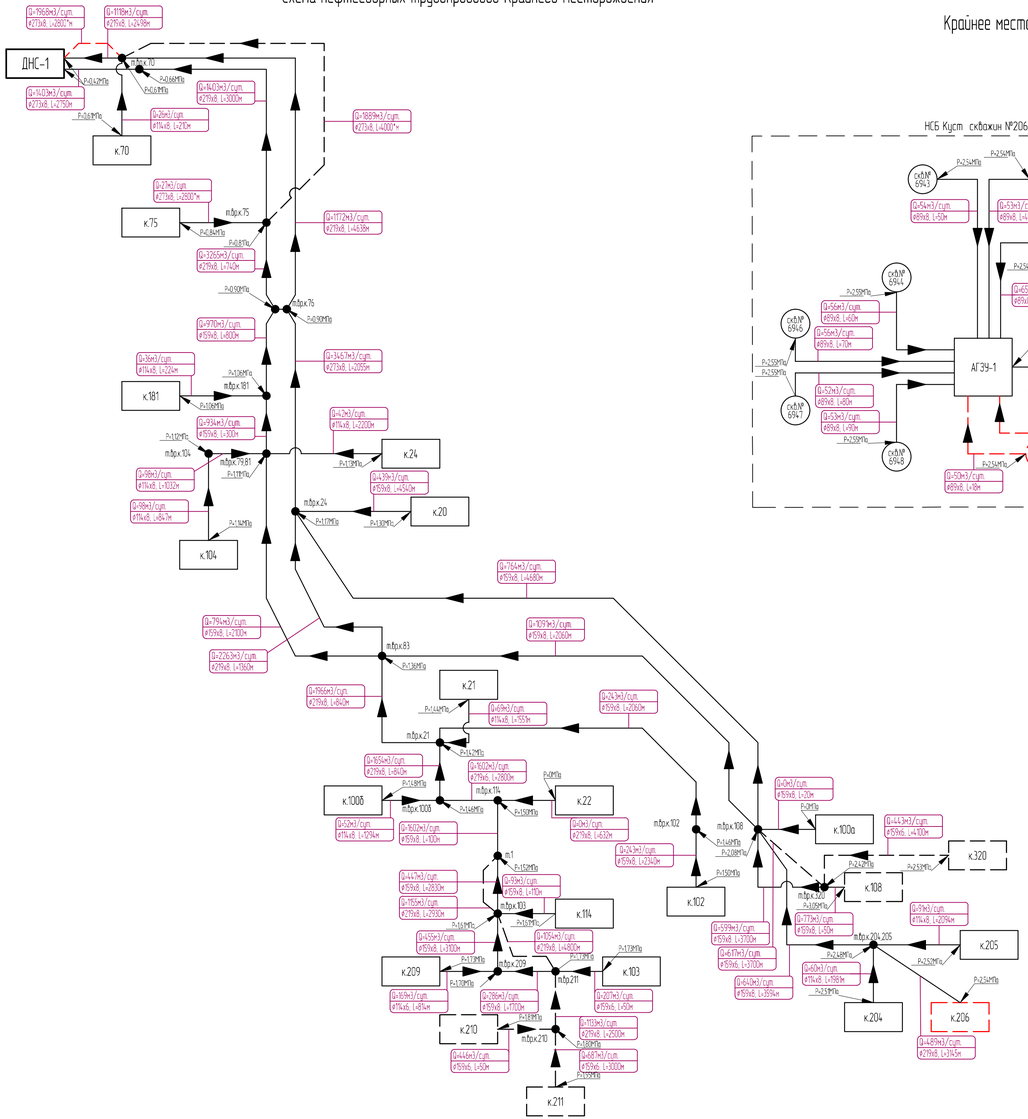
Вывод:

При расчете проектируемого высоконапорного водовода принято максимальное рабочее давление в начальной точке 19 МПа, потеря давления, согласно расчета, от К100 ВЗ до конца участка проектируемого высоконапорного водовода К206 при расчете составляет 1,1 МПа или 5,8%.

Для проектируемого высоконапорного водовода от водозаборной скважины до БГ принят диаметр 114мм.

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.
Крайнее месторождение. Куст скважин №206. Вторая очередь.
Гидравлическая схема.

Схема нефтесборных трубопроводов Крайнего месторождения



НСБ Куст скважин №206

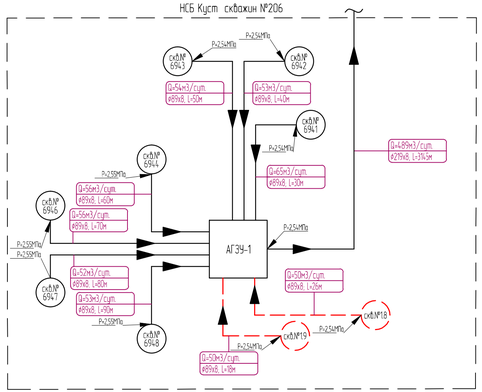
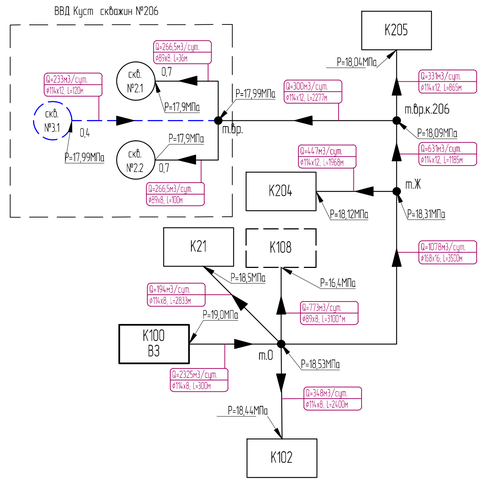


Схема высоконапорных трубопроводов Крайнего месторождения



Условные обозначения

- Направление движения жидкости
- m.1 — Узловые точки (точки сопряжения участков с разными характеристиками)
- Существующий нефтесборный трубопровод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
- Проектируемый высоконапорный водовод
- Проектируемый нефтегазосборный трубопровод в смежном проекте

Значения физико-химических параметров жидкости, принятые для гидравлического расчета:

- Плотность нефти, кг/м³ – 837,
- Давление в точке подключения нефтесборного трубопровода, МПа – 0,42
- Газовый фактор, м³/т – 120,
- Обводненность – 38%,
- Давление на водозаборной скважине куста 10093, МПа – 19.

Согласовано

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-ННГ.21045	Лист

Копировал А3х3

5.4.3 Расчет толщины стенки и срока службы технологических трубопроводов

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

Расчет трубопроводов на прочность производится по методу предельных состояний и включает определение толщин стенок труб. Расчет трубопроводов на прочность произведен в соответствии с ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Расчетные толщины стенок труб определены по формуле:

$$s_R = \frac{|P\ |D_a}{2\varphi_y[\sigma]+P}, \qquad (1)$$

где: Da - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

P – расчетное внутреннее избыточное давление, МПа;

[P]– допускаемое давление для труб, МПа;

$$[p]=\frac{2\cdot\varphi_y\cdot[\sigma]\cdot(s-c)}{D_a-(s-c)}, \qquad (2)$$

$$[\sigma]=\min\left(\frac{\sigma_{b/t}}{2.4},\frac{\sigma_{p/t}или\sigma_{0,2/t}}{1.5}\right), \qquad (3)$$

где: $\sigma_{b/t}$ - минимальное значение временного сопротивления (пределу прочности) при растяжениях при расчетной температуре, МПа;

$\sigma_{p/t}$ - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t°C, МПа.

$\sigma_{0,2/t}$ - минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2%) при расчетной температуре t°C, МПа.

Номинальная толщина стенки трубы определяется по формуле:

$$s \geq s_R + c, \qquad (4)$$

где: s_R – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

c – суммарная прибавка к толщине стенки, мм.

Суммарная прибавка к толщине стенки вычисляется по формуле:

$$c = c_1 + c_2, \qquad (5)$$

где: c_1 - технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям, мм;

c_2 - прибавка на коррозию, мм.

Исходные данные для расчета и результаты расчета приведены в таблице 5.6.2

Таблица 5.6.2 – Исходные данные для расчета и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

	Исходные данные для определения толщины стенки	Ед. изм.	Значение						
1	Наружный диаметр трубопровода, D_a	мм	89	114	159	89	89	114	108
2	Условный диаметр, D_y	мм	73	102	147	73	73	90	88
3	Проектное рабочее давление, р	МПа	4,0	4,0	4,0	21,0	23,0	21,0	23,0
4	Коэффициент прочности, ф		1	1	1	1	1	1	1
5	Допускаемое напряжение при рабочей температуре	МПа	248	248	248	248	248	248	248
6	Нормативный предел текучести $\sigma p/t$	МПа	372	372	372	372	372	372	372
7	Расчетная толщина стенки трубы	мм	0,71	0,91	1,27	3,61	3,94	4,63	4,78
8	Технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по ГОСТ на трубу, С1, мм;	мм	1	0,75	0,75	1	1	1,5	1,25
9	Прибавка на коррозию, С2, мм.	мм	2	2	2	2	2	2	2
10	Суммарная прибавка к толщине стенки, С, мм	мм	3	2,75	2,75	3	3	3,5	3,25
11	Номинальная толщина стенки	мм	3,71	3,66	4,02	6,61	6,94	8,13	8,03
12	Принятая толщина стенки по проекту	мм	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	12,0	10,0

Расчет срока службы технологических трубопроводов

Для принятых проектом диаметров и марок сталей труб и деталей расчетная отбраковочная толщина определенна в соответствие по формуле (ГОСТ 32569-2013 п. 14.3.20.1)

$$\delta_{отб.} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot Д_н}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{(R_1^н \cdot m_3)} \geq 0{,}75,$$

$$\delta_{отб.} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot Д_Н}{2 \cdot (0{,}9 \cdot R_2^н \cdot m_3 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{(R_1^н \cdot m_3)} \leq 0{,}75,$$

где: $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, м;

P – рабочее давление в трубопроводе, Па (принято по давлению срабатывания предохранительных клапанов на ГЗУ $Р_{раб.макс.}$=4,0 МПа.

$Д_н$ – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, *n*=1,2;

α – коэффициент несущей способности =1,0 (1,15 – для отводов);

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей определяемое по формуле: $R_1 = R_1^н \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$, Па;

$R_1^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па;

$R_2^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

m_1 – коэффициент условий работы материала при разрыве, m_1=0,8;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, m_2=0,75;

m_3 – коэффициент условий работы материала при повышенных температурах, m_3=1;

k_1 – коэффициент однородности материала труб, k_1=0,8.

Полученная величина отбраковочного размера толщины стенки трубопровода, не может быть меньше указанной в таблице 5.6.3 допустимой толщины стенки трубопровода.

Таблица 5.6.3 – Наименьшая допустимая толщина стенки технологических трубопроводов

Наружный диаметр $Д_н$, мм	≤ 114	≤ 219
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5

Согласно ГОСТ 32569-2013 (п. 14.3.20.1), трубы, детали трубопроводов подлежат отбраковке, если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше S_{min}.

Расчетный срок службы трубопровода определяется разницей между принятой толщиной стенки и S_{min}, поделенной на скорость коррозии.

Срок службы для проектируемых трубопроводов, рассчитан с учетом скорости коррозии равной 0,1 мм/год (в связи с периодичностью эксплуатации).

Согласно ГОСТ 32388-2013 (приложение Д, п. Д.3) значение назначенного ресурса трубопровода не должно превышать 20 лет.

Таким образом, за срок службы трубопроводов принимается наименьшее значение между назначенным сроком службы и расчетным.

Если при очередной ревизии будет определено, что толщина стенки в результате коррозии за время работы трубопровода вышла за пределы отбраковочного размера, то трубопровод должен быть выведен из эксплуатации.

Данные по сроку службы трубопроводов приведены в таблице 5.6.4

Таблица 5.6.4 – Сроки службы трубопроводов

Параметр	Значение для трубопровода						
	Н	Н	Н	ВВ	ВВ	ВВ	ВВ
Наружный диаметр трубы D_a, мм	89	114	159	89	89	114	108
Расчетное давление, МПа	4,0	4,0	4,0	21,0	23,0	21,0	23,0
Наименьшая отбраковочная толщина стенки S_{min}, мм	2,0	2,0	2,5	3,61	3,94	4,63	4,78
Принятая толщина стенки, мм	8,0	6,0	6,0	8,0	8,0	12,0	10,0
Расчетный срок службы до отбраковки (с учетом скорости коррозии), лет	60	40	35	43,9	40,6	73,7	52,2
Назначенный ресурс трубопровода, лет	20	20	20	20	20	20	20
Принятый срок службы, лет	20	20	20	20	20	20	20

Нормативный срок службы трубопроводов - 20 лет.

5.4.4 Выбор труб и предъявляемые к ним требования

Трубы и фасонные детали трубопроводов, запорная арматура, их качество и материальное исполнение выбрано в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и локальных нормативных документов заказчика, в зависимости от свойств транспортируемой среды, их рабочих параметров и климатического исполнения. При этом эффективным способом обеспечения надежности является применение труб с улучшенными техническими характеристиками и антикоррозионным покрытием.

Для выкидных и высоконапорных трубопроводов и фасонных деталей (подземный участок) предусмотрены стальные бесшовные нефтегазопроводные трубы по ТТТ-01.02.04-01 версии 2.0 группы IV, класса прочности К52, с наружным двухслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена. Для надземных участков применяются трубы и детали без покрытия.

Для нефтегазосборного трубопровода и фасонных деталей (подземный участок) на кусте скважин №108 предусмотрены трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной эксплуатационной надежности с внутренним эпоксидным и наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием 159х6 из стали класса прочности К52 группы IV по ТТТ-01.02.04-01 версии 2.0.

Временное сопротивление разрыву 510 МПа. Предел текучести не менее 372 МПа. Для надземных участков применить трубы и детали без наружного покрытия.

Дренажный трубопровод запроектирован из труб 89х5, 114х5 по ТТТ-01-02.04-01 версии 2.0 из стали класса прочности К52 группы IV по ТТТ-01.02.04-01 версии 2.0.

Для защитных футляров приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали класса прочности К48.

Ударная вязкость KCU не менее 98 Дж/см² при Т= -50 ºС. Временное сопротивление разрыву 510 Н/мм² . Предел текучести не менее 372 Н/мм². Относительное удлинение не менее 23%.

Соединительные детали проектируемых стальных трубопроводов выполняются из сталей, аналогичных материалу труб, применяемых в проекте. Соединительные детали трубопроводов испытываются на заводе изготовителе гидравлическим способом, давлением равным 1,5$Р_{раб}$., Рраб.=4,0МПа.

Ответные фланцы арматуры приняты из той же марки стали, из которой изготовлена труба, на которой установлена данная арматура.

Соединение труб выполняется при помощи ручной электродуговой сварки.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и иметь информацию в сертификате о величине пробного давления. В производство допускаются материалы и изделия при наличии сертификатов или паспортов. Материалы и изделия, не имеющие паспортов или сертификатов, допускается применять только для трубопроводов II и ниже категорий и после их проверки и испытания в соответствии со стандартами, техническими условиями и нормативно-технической документацией.

Согласно ГОСТ 32569-2013 (п. 11.1.5) изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения (консервации), указанные в документации, могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

На территории площадки куста №138 Вынгаяхинского месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– выкидной трубопровод от скважины №1 (Ø89х8, L=156,2 м).

На территории площадки куста №85 Вынгаяхинского месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– выкидной трубопровод от скважины №1 (Ø89х8, L=172,0 м).

На территории площадки куста №310 Валынтойского месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– высоконапорный водовод от водозаборной скважины (Ø114х12, L=65 м);
– высоконапорный водовод от скважины №1 (Ø89х8, L=20,5 м);
– выкидной трубопровод от скважины №2 (Ø89х8, L=98,3 м);
– выкидной трубопровод от скважины №3 (Ø89х8, L=113,6 м);
– выкидной трубопровод от скважины №4 (Ø89х8, L=124,2 м);
– выкидной трубопровод от скважины №5 (Ø89х8, L=144,7 м).

На территории площадки куста №10 Карамовского месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– выкидной трубопровод от скважины №1 (Ø89х8, L=165,0 м);

– трубопровод нефтегазосборный к.10 - т.вр.к.10 (Ø159х6, не разделен на промысловые и технологические участки, полностью представлен в томе ННГ-39-21-П-ИОС7.2).

На территории площадки куста №108 Крайнего месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– выкидной трубопровод от скважины №1 (Ø89х8, L=41,5 м);
– выкидной трубопровод от скважины №2 (Ø89х8, L=30,0 м);
– выкидной трубопровод от скважины №3 (Ø89х8, L=39,2 м);
– выкидной трубопровод от скважины №4 (Ø89х8, L=51,1 м);
– выкидной трубопровод от скважины №5 (Ø89х8, L=66,2 м);
– выкидной трубопровод от скважины №6 (Ø89х8, L=79,7 м);
– выкидной трубопровод от скважины №7 (Ø89х8, L=90,2 м);
– выкидной трубопровод от скважины №8 (Ø89х8, L=38,5 м);
– выкидной трубопровод от скважины №9 (Ø89х8, L=50,1 м);
– выкидной трубопровод от скважины №10 (Ø89х8, L=61,6 м);
– выкидной трубопровод от скважины №11 (Ø89х8, L=76,1 м);
– выкидной трубопровод от скважины №12 (Ø89х8, L=92,1 м);
– выкидной трубопровод от скважины №13 (Ø89х8, L=106,7 м);
– выкидной трубопровод от скважины №6810 (Ø89х8, L=49,3 м);
– выкидной трубопровод от скважины №6809 (Ø89х8, L=60,4 м);
– высоконапорный водовод от скважины №3 (Ø89х8, L=315,9 м);
– высоконапорный водовод от скважины №11 (Ø89х8, L=423,3 м);
– нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-2 (Ø159х6, L=263,7 м);
– нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-3 (Ø114х6, L=61,9 м);
– дренажный трубопровод от АГЗУ-2 (Ø89х5, L=40,5 м);
– дренажный трубопровод от АГЗУ-3 (Ø89х5, L=40,5 м).

На территории площадки куста №206 Крайнего месторождения предусмотрено строительство следующих технологических трубопроводов:

– выкидной трубопровод от скважины №1 (Ø89х8, L=145 м);
– выкидной трубопровод от скважины №2 (Ø89х8, L=149 м);
– высоконапорный водовод от водозаборной скважины (Ø114х10, L=118 м).

5.4.5 Монтаж трубопроводов

Монтаж трубопроводов проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, планом производства работ и настоящим проектом. При монтаже трубопроводов осуществляется входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры

на соответствие их сертификатам, стандартам, ТУ и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ. Результаты входного контроля оформляются актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий. Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения (консервации), указанные в документации, могут переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения. Если трубу в процессе монтажа разрезают на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся части наносят клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы. Монтаж сборочных единиц, труб, деталей и других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями не допускается.

Сварные швы, их расположение, требования к сборочным единицам должны соответствовать ГОСТ 32569-2013 (подраздел 6.8).

Трубопроводы присоединяются к закрепленному в проектном положении оборудованию без перекоса и дополнительного натяжения.

Монтаж надземных трубопроводов выполняется только после установки и закрепления опорных конструкций.

При сборке трубопроводов под сварку нагрузка на сварной стык допускается только после его полного остывания после сварки. Вварка штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений затягиваются, сварные стыки завариваются и проходят контроль.

Трубопроводная арматура монтируется в закрытом состоянии, разъемные и сварные соединения арматуры выполняются без натяжения трубопровода.

Порядок сборки фланцевых соединений, контроль усилия затяжки крепежных деталей приводятся в производственных инструкциях предприятия-изготовителя с соблюдением требований ГОСТ 20700-75.

Отклонение трубопроводов от вертикали не должно превышать 2 мм на 1 м длины трубопровода. Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали не должно превышать следующих величин:

- для DN от 60 до 160 – 0,25 мм.

Несоосность уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев не должна превышать удвоенного отклонения, указанного выше, при этом зазор должен быть одинаковым по всей окружности и соответствовать толщине прокладки.

При сборке фланцевых соединений выполняются следующие требования:

- гайки болтов располагаются с одной стороны фланцевого соединения;

- длина шпилек (болтов) обеспечивает превышение резьбовой части над гайкой не менее чем на 1 шаг резьбы, не считая фаски;
- гайки соединений с мягкими прокладками затягивают равномерно по способу крестообразного обхода (сначала затягивают одну пару противоположно расположенных болтов, затем – вторую, находящуюся под углом 90° к первой), после чего таким же способом затягивают все болты;
- гайки соединений с металлическими прокладками затягивают по способу кругового обхода (при трех- или четырехкратном круговом обходе равномерно затягивают все гайки);
- крепежные детали во фланцевых соединениях используются из одной партии;
- фланцы на замыкающих концах сборочных единиц приваривают только в случаях, когда расположение отверстий в них не ограничено;
- фланцы, связанные с аппаратами, арматурой или фланцами на других узлах, после уточнения их положения по месту привариваются при монтаже.

5.4.6 Сварка и контроль сварных стыков трубопроводов

Сварка трубопроводов и их элементов проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013, ТУ на изготовление, производственных инструкций или технологической документации, содержащей указания по применению конкретных присадочных материалов, флюсов и защитных газов, по предварительному и сопутствующему подогреву, по технологии сварки и термической обработки, видам и объему контроля.

Проектом предусматривается сборка стыков трубопроводов при помощи ручной электродуговой сварки покрытыми электродами типа Э50А по ГОСТ 9467-75. Применяемые в проекте сварочные материалы аттестованы, имеют сертификаты (предоставляются заводом-изготовителем при закупе) и удовлетворяют требованиям стандартов. В случае отсутствия сертификатов сварочные материалы допускается использовать только после проверки химического состава и механических свойств наплавленного металла на соответствие требованиям стандартов или ТУ. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний или химическому анализу разрешаются повторные испытания. Их проводят на удвоенном числе образцов по тем видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторных испытаниях получены неудовлетворительные результаты даже по одному из видов, всю партию сварочных материалов бракуют.

К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства и имеющие соответствующее удостоверение сварщика установленного образца. При этом сварщики допускаются только к тем видам сварочных работ, которые указаны в их удостоверении.

Руководство работами по сборке, сварке и контролю качества сварных соединений осуществляется инженерно-техническими работниками, имеющими специальную техническую подготовку, изучившими ГОСТ 32569-2013, радиографический контроль, технологические процессы и другую нормативную документацию и прошедшие аттестацию.

Типы, конструктивные элементы подготовленных кромок и сварных швов должны соответствовать ГОСТ 16037-80, ГОСТ Р 55599-2013 или другим нормативным документам.

Резка труб и подготовка кромок под сварку проводится механическим способом. Допускается применение газовой резки для труб из углеродистых, низколегированных и теплоустойчивых сталей, а также воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб предусматривается припуск на механическую обработку.

Отклонение от перпендикулярности подготовленных под сварку торцов к оси трубы, измеренное наложением угольника на базовую поверхность длиной не менее 100 мм, не должно превышать следующих величин:

- 1,0 мм – для DN свыше 65 до 125 включительно;

Сборка стыков труб под сварку проводится с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка с помощью прихваток или временных технологических креплений, привариваемых на расстоянии от 50 до 70 мм от торца труб. Технологические крепления изготавливаются из стали того же класса, что и свариваемые трубы. При сборке стыка предусматривается возможность свободной усадки металла шва в процессе сварки, сборка стыка выполняется без натяга.

При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не должно превышать 30 % от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 мм. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается посредством наклонного расположения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода протачивается конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15°.

В собранных под сварку стыковых соединениях из труб и деталей одинаковой номинальной толщины, не подлежащих механической обработке после сварки в зоне шва, допускается смещение кромок (несовпадение поверхностей соединяемых деталей).

Допускаемые величины смещения кромок при сборке поперечных стыковых соединений:

для номинальной толщины стенки S не более 6 мм – 0,1×S+0,3;

для номинальной толщины стенки S от 7 до 10 мм – 0,15×S.

При смещении кромок, превышающим указанные выше значения, на трубе или детали сборочной единицы большей толщины выполняется плавный переход под углом 15° к элементу меньшей толщины.

Отклонение от прямолинейности собранного встык участка трубопровода, измеренной линейкой длиной 400 мм в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 мм от стыка, не должно превышать:

- 1,5 мм – для трубопроводов номинальным давлением более 100 и трубопроводов I категории.

К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к основному сварному шву. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, удаляются механическим способом.

Объем контроля сварных стыков от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений (но не менее одного) в соответствии с Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», приложение 15, должен составлять, не менее:

- трубопроводы категории I - 20 % радиографическим или ультразвуковым методом;

- высоконапорные водоводы – 100%;

- угловые сварные соединения - 100% радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом;

- трубопроводы категории II - 10 % радиографическим или ультразвуковым методом.

- трубопроводы категории II - 10 % радиографическим или ультразвуковым методом;

- трубопроводы пара категории V - пооперационный контроль в соответствии п.12.3.2 ГОСТ 32569-2013.

Врезку закладных конструкций под приборы КиА выполнить до испытания согласно СП 77.13330.2016.

5.4.7 Очистка полости и испытания трубопроводов

Очистка полости и испытание трубопроводов выполняется согласно требованиям ГОСТ 32569-2013.

Очистка полости трубопроводов включает в себя:

- промывку трубопроводов водой со скоростью 1 ÷ 1,5 м/с;
- полное опорожнение трубопроводов;
- продувку трубопроводов давлением, равным рабочему, но не более 4,0 МПа продолжительностью не менее 10 мин;
- составление акта о проведении промывки и продувки.

При проведении промывки (продувки) в зимнее время необходимо принимать меры против промерзания трубопроводов.

Все трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергают наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с

определением падения давления. Испытания на прочность и плотность проводят одновременно.

Наружный осмотр трубопроводов проводится с целью проверки их готовности к проведению испытаний.

При наружном осмотре проверяют:

- соответствие смонтированных трубопроводов проектной документации;
- правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания;
- установку всех проектных креплений и снятие всех временных креплений;
- окончание всех сварочных работ.

Испытанию подвергается каждый трубопровод в целом, испытание трубопроводов отдельными участками выполняется с разбивкой на участки, которую выполняет монтажная организация по согласованию с заказчиком.

При проведении испытаний на прочность и плотность испытываемый трубопровод отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками, использование запорной арматуры для отключения – не допускается.

Перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на испытываемом трубопроводе, полностью открывается, сальники уплотняются, все врезки, штуцера, бобышки для КИП заглушаются.

Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи от аппаратов и системы, связанные непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), испытанию, как правило, не подлежат.

Испытание трубопроводов на прочность и плотность проводится гидравлическим способом.

При проведении испытаний обнаруженные дефекты устраняются, а испытания повторяются. О проведении испытаний трубопроводов составляются акты.

После окончания гидравлического испытания трубопровод полностью опорожняется и продувается до полного удаления воды или жидкости.

Согласно ГОСТ 32569-2013 величина пробного давления на прочность составляет не менее:

- 1,43 × Ррасч – для всех технологических трубопроводов;
- для дренажных трубопроводов и сброса с ППК - 0,2 МПа.

При испытании давление в трубопроводе увеличивается до значения около 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление поэтапно увеличивается приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система поддерживается при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление уменьшается до расчетного, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения тщательно осматриваются на предмет

наличия следов пластической деформации, которые должны отсутствовать. Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений. После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе открываются и трубопровод полностью освобождается от воды через соответствующие дренажи.

При заполнении трубопровода водой воздух полностью удаляется из полости трубопровода. Давление в испытываемом трубопроводе повышается плавно. Скорость подъема давления указывается:

- для испытания трубопровода на заводе-изготовителе – в технической документации;
- для испытания трубопровода в процессе монтажа – в инструкции производителя работ.

Использование сжатого воздуха или другого газа для подъема давления не допускается. При испытании не допускается обстукивание стальных трубопроводов.

Величина расчетного и испытательного давления для технологических трубопроводов приведена в таблице 5.6.6

Таблица 5.6.6 – Величина испытательного давления трубопроводов

Наименование трубопровода	Давление рабочее (расчетное), МПа	Давление испытания, МПа	
		гидравлическое	доп. пневматическое
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0
Нефтесборный трубопровод	4,0	5,72	0,05
Дренажный трубопровод	атм.	0,2	0,05
Трубопровод сброса с ППК	атм.	0,2	0,05
Высоконапорный водовод	21	30,03	21
	23	32,89	23

Необходимый объем воды для проведения испытаний проектируемых технологических трубопроводов составляет 24,04 м^3.

Объем воды для гидроиспытаний по этапам:

Куст скважин № 138. Четвертая очередь.

2 этап – выкидной трубопровод от скважины №1 – 0,86 м^3.

Куст скважин № 85. Вторая очередь.

4 этап – выкидной трубопровод от скважины №1 – 0,78 м^3.

Куст скважин № 310. Вторая очередь.

7 этап – высоконапорный водовод от скважины №1 – 0,12 м^3;

8 этап – выкидной трубопровод от скважины №2 – 0,57 м^3;

9 этап – выкидной трубопровод от скважины №3 – 0,65 м^3;

10 этап – выкидной трубопровод от скважины №4 – 0,7 м^3;

11 этап – выкидной трубопровод от скважины №5 – 0,82 м^3;

12 этап – высоконапорный водовод от водозаборной скважины – 0,6 м^3.

Куст скважин № 10. Третья очередь.

15 этап – выкидной трубопровод от скважины №1 – 0,88 м^3;

Куст скважин № 108. Третья очередь.

20 этап – выкидной трубопровод от скважины №1, 6809, 6810 – 0,85 м^3;

– нефтесборный трубопровод от АГЗУ-2 – 5,66 м^3;

– дренажный трубопровод от АГЗУ-2 – 0,26 м^3;

21 этап – выкидной трубопровод от скважины №2 – 0,2 м^3;

22 этап – высоконапорный водовод от скважины №3 – 1,63 м^3;

– выкидной трубопровод от скважины №3 – 0,25 м^3;

23 этап – выкидной трубопровод от скважины №4 – 0,31 м^3;

24 этап – выкидной трубопровод от скважины №5 – 0,38 м^3;

25 этап – выкидной трубопровод от скважины №6 – 0,45 м^3;

26 этап – выкидной трубопровод от скважины №7 – 0,5 м^3;

27 этап – выкидной трубопровод от скважины №8 – 0,24 м^3;

– нефтесборный трубопровод от АГЗУ-3 – 0,66 м^3;

– дренажный трубопровод от АГЗУ-3 – 0,22 м^3;

28 этап – выкидной трубопровод от скважины №9 – 0,3 м^3;

29 этап – выкидной трубопровод от скважины №10 – 0,36 м^3;

30 этап – высоконапорный водовод от скважины №11 – 2,18 м^3;

– выкидной трубопровод от скважины №11 – 0,43 м^3;

31 этап – выкидной трубопровод от скважины №12 – 0,51 м^3;

32 этап – выкидной трубопровод от скважины №13 – 0,59 м^3;

Куст скважин № 206. Вторая очередь.

35 этап – высоконапорный водовод от водозаборной скважины – 0,77 м^3;

36 этап – выкидной трубопровод от скважины №1 – 0,65 м^3;

37 этап – выкидной трубопровод от скважины №1– 0,66 м^3.

Согласно ГОСТ 32569-2013 (п. 13.5.1) трубопроводы, содержащие группы сред А подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность, с определением падения давления во время испытания. Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, испытываются совместно с этим оборудованием. Дополнительные испытания проводятся воздухом или инертным газом после завершения

испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность проводится давлением, равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний составляет не менее 24 ч для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за 1 ч для трубопроводов группы А.

5.4.8 Защита от коррозии и решения по тепловой изоляции

Для защиты подземных участков трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается применение труб и деталей трубопроводов с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием. Защита подземных сварных соединений предусматривается комплектом термоусаживающихся манжет.

Защита от атмосферной коррозии надземных участков трубопроводов предусмотрена: наружную поверхность трубопроводов, арматуры очистить от продуктов коррозии, обезжирить, покрыть грунтовкой ГФ-021 (ГОСТ 25129-82*) - 1 слой и эмалью ХВ-124 (ГОСТ 10144-89*) - 2 слоя.

Трубопроводы, выходящие на поверхность, а также запорная арматура, фланцевые соединения в местах измерения и проверки состояния трубопровода, прокладываются в тепловой изоляции. В качестве тепловой изоляции приняты маты теплоизоляционные из минеральной ваты толщиной 80 мм по ГОСТ 21880-2011. В качестве покровного слоя тепловой изоляции приняты листы из оцинкованной стали толщиной не менее 0,5 мм по ГОСТ 21631-76. Для арматуры, фланцевых соединений предусматриваются съемные теплоизоляционные конструкции.

На переходном участке «земля-воздух» тепловая изоляция трубопроводов выводится на 0,5 м ниже уровня земли, включая покровной слой. После этого поверх тепловой изоляции наносится гидроизоляция изоляционной лентой «Полилен 40-ЛИ-63» в 2 слоя на 0,5 м выше и ниже уровня земли.

6 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЁМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ

Вспомогательное оборудование требуется при производстве строительно-монтажных и ремонтных работ.

Все строительно-монтажные работы осуществляются с помощью грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов, зарегистрированных в территориальном органе Ростехнадзора и имеющих допуск к работе от инспектора Ростехнадзора.

Потребность в строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин, имеющихся в строительно-монтажных организациях генподрядчика. Данные приведены в томе 6 ННГ-39-21-П-ПОС «Проект организации строительства».

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования используются передвижные грузоподъемные устройства, имеющиеся в соответствующих эксплуатационных службах заказчика и привлекаемых сторонних подрядных организаций.

7 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ

В соответствии со ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ст. 145 ФЗ от 22.07.2008 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» все оборудование, арматура, трубы, поставляемые для строительства трубопроводов имеют сертификаты соответствия или декларацию о соответствии требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

В соответствии со ст. 20 ФЗ от 27.12.2002 184-ФЗ «О техническом регулировании» при поставке оборудования, труб, деталей трубопроводов и арматуры наравне с технической документацией на каждый тип оборудования, труб, деталей трубопроводов и арматуры предоставляются сертификаты соответствия или декларация о соответствии требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Использование материалов, изделий и оборудования, не предусмотренных проектной документацией, допускается по согласованию с Заказчиком и с Проектной организацией, разработавшей проектную документацию.

Все оборудование принято на технологические параметры (рабочее давление, диаметр), в соответствии с транспортируемой средой и соответствует климатическому исполнению района строительства (ХЛ) для размещения на открытых площадках. Класс герметичности запорной арматуры по ГОСТ 9544-2015 – «А».

Выбор и размещение оборудования выполнен с учетом требований промышленной безопасности, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора 15.12.2020 № 534, ПУЭ, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, утвержденных Заказчиком, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта.

Качественные характеристики материалов, изделий и оборудования должны обеспечивать безопасность проектируемых объектов на весь нормативный срок эксплуатации.

Размещение площадок скважин обусловлено технологическим и функциональным назначением с учетом взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, наименьшей протяженностью коммуникаций, санитарно-гигиеническими требованиями.

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности определена согласно Федеральному закону от 22 июля 2008г. №123-ФЗ (ред.от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 27 декабря 2018 года), ПУЭ, ГОСТ 30852.11-2002, СП 12.13130.2009, СП 2.13130.2012 и приведена в таблице 5.1.

Для обеспечения требований, предъявляемых к оборудованию на производственных объектах, проектной документацией предусматривается:

- применение сертифицированного оборудования и материалов;
- плановое расположение оборудования с учетом его безопасного обслуживания и текущего ремонта, в соответствии с действующими нормативами и типовыми схемами компоновки и расположения технологического оборудования и трубопроводов, утвержденные Заказчиком;
- классификация сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности;
- подключение проектируемого электрооборудования во взрывозащищенном исполнении к системам электроснабжения и противоаварийной автоматической защиты;
- автоматизация технологических процессов, обеспечивающая дистанционное управление и контроль;
- максимальная герметизация технологического процесса применением сварки для соединения труб;
- контроль качества выполненных работ визуальными и инструментальными методами в объемах и видах, регламентированных нормативными документами;
- предусмотрены системы молниезащиты, защиты от статического электричества, заземления проектируемых площадочных сооружений;
- предусмотрены мерприятия по защите трубопроводов и конструкций от коррозии;
- охранная и пожарная сигнализации;
- система связи и опвещения людей об аварийных ситуациях;
- обеспечение круглогодичного доступа к проектируемому объекту.

При эксплуатации проектируемых объектов предусматривается:

- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования;
- проверка исправности специальных устройств и приспособлений для пожаротушения и ликвидации возможных аварий, обучение обслуживающего персонала правилам работы с этими устройствами;
- периодическое проведение учений по ликвидации возможных аварий и загораний;
- создание необходимых производственно-бытовых условий труда для обслуживающего персонала, с целью обеспечения безопасной эксплуатации сложного технологического оборудования различного назначения;

- выполнение работ по обслуживанию технологического оборудования высококвалифицированным и обученным персоналом;
- эксплуатация технических устройств должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации, составленными изготовителями и техническими регламентами предприятия.

Обслуживающий персонал обязан твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект капитального строительства физических лиц, транспортных средств и грузов приведено в Томе 12.1 Часть 1 "Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера".

Проектные решения и мероприятия по охране объектов в период строительства рассмотрены в Томе 6 "Проект организации строительства".

Запрещается применять оборудование и материалы, не имеющие сопроводительных документов (сертификатов, инструкций по монтажу и эксплуатации, паспортов), подтверждающих соответствие их требованиям ГОСТ или ТУ, а также товарного знака изготовителя на изделии.

Используемые типы строительных материалов и конструкций должны иметь санитарно-эпидемиологическое заключение.

Проектируемое технологическое оборудование, электрооборудование и осветительная аппаратура на взрывопожарных объектах предусматриваются во взрывозащищенном исполнении.

8 НАЛИЧИЕ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Оборудование, запорная арматура, трубы и соединительные детали, применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности.

На все предусмотренное проектом технологическое оборудование и технические устройства должны иметься в наличии сертификаты или декларации соответствия требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».

Сертификаты предоставляются заказчику заводами-изготовителями продукции при закупке.

9 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЁТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ

9.1 Численность эксплуатационного персонала

Эксплуатация проектируемых объектов выполняется без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Обслуживание проектируемых объектов осуществляется существующим персоналом АО «Газпромнефть-ННГ». Дополнительного персонала не требуется.

Обслуживание выполняется рабочими ЦДНГ, списочный состав которого предполагает расширение Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского и Крайнего месторождений, в этой связи организация дополнительных бытовых помещений не требуется.

Кусты скважин, подлежащие расширению, входят в зону обслуживания АО «Газпромнефть-ННГ». Рабочий персонал базируется на опорных пунктах бригад, расположенных на территории ДНС месторождений.

Обслуживаемыми объектами бригады являются добывающие, водозаборные и нагнетательные скважины, блочное оборудование, узлы запорной арматуры, трубопроводы, дренажные емкости.

9.2 Организация и оснащение рабочих мест

Основой организации трудового производственного процесса является оснащенность рабочих мест согласно «Табелю оснащенности рабочего места Оператора по добыче нефти и газа 5-6 разрядов на нефтепромыслах месторождений АО «Газпромнефть-ННГ», в котором определяется рабочее место, перечень инструментов и контрольно-измерительных приборов, приспособлений, связь и закрепленная оперативная (ремонтная) техника.

Регламентированные и огневые работы на кустовой площадке выполняются в присутствии мастера и дополнительно выделенных рабочих нефтепромысла, подрядных подразделений АО «Газпромнефть-ННГ» с необходимой спецтехникой на месторождениях.

Работа на месторождениях организована вахтовым методом.

Согласно СП 44.13330.2011 в существующих помещениях ОБП месторождений АО «Газпромнефть-ННГ» для работников, занятых непосредственно на производстве, имеются санитарно-бытовые помещения (гардеробные, душевые, умывальные, уборные), а также медицинский пункт, для оказания первой неотложной помощи. При проведении ремонтно-смотровых работ на проектируемой кустовой площадке обслуживающий персонал оснащается передвижным блок-боксом с помещениями обогрева, отдыха, сушилкой и санузлом.

В существующих помещениях созданы условия, обеспечивающие требования СП 44.13330.2011 (группа производственных процессов 2 г).

Характеристика санитарно-бытовых помещений для эксплуатационного персонала приведена в таблице 9.2.1

Таблица 9.2.1 – Характеристика санитарно-бытовых помещений

Группа производственных процессов	Санитарная характеристика производственных процессов	Расчетное число человек		Тип гардеробных, число отделений шкафа на 1 чел.	Специальные бытовые помещения и устройства
		на одну душевую сетку	на один кран		
2	Процессы, протекающие при избытках явного тепла или неблагоприятных метеорологических условиях	-	-	-	-
2г	При температуре воздуха до 10 °С, включая работы на открытом воздухе	5	20	Раздельные, по одному отделению	Помещения для обогрева и для сушки спецодежды
Примечания: - в соответствии с ведомственными нормативными документами допускается открытое хранение одежды, в том числе на вешалках; - гардеробные домашней и специальной одежды для работников нефтепромысла являются отдельными.					

Трехразовое питание эксплуатационного персонала обеспечивается в существующих столовых на ОБП месторождений. Организационная структура управления нефтегазодобывающим производством АО «Газпромнефть-ННГ» строится на основании типовых организационных структур, предусмотренных нормативами по труду и научной организации труда, действующими в нефтяной отрасли, с учетом формы собственности (статуса) предприятия и региональных особенностей его местоположения.

Данные структуры предусматривают 3 категории сложности управления производством, устанавливаемые в зависимости от проектной мощности, предлагаемые в нормативных материалах «Типовая структура и нормативы численности руководителей, специалистов и служащих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности».

Организационная структура построена по принципам трехуровневой структуры, где верхний уровень (руководство и функциональные подразделения) централизован в АО «Газпромнефть-ННГ» и комплектуется кадрами, исходя из заданной необходимости функционального обеспечения эксплуатации.

Административное руководство (средний уровень управления) осуществляют персонал АО «Газпромнефть-ННГ». Оперативное руководство службами и подразделениями в составе цеха (нижний уровень управления) осуществляет инженерно-технологическая служба АО «Газпромнефть-ННГ».

Режим работы персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. В течение рабочей смены работнику предоставляется перерыв для отдыха и питания, который не может быть более двух часов и менее 30 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка. Дежурному персоналу после 12-часовой работы полагается12-часовой отдых.

Продолжительность ежедневного междусменного отдыха составляет 12 часов. Количество рабочих часов за 2-недельную вахту – 144. Продолжительность межвахтового отдыха для обеспечения нормальной продолжительности рабочего времени за неделю (не более 40 часов) составляет 2 недели.

График работы персонала на вахте приведен в таблице 9.2.2.

Таблица 9.2.2 – График работы персонала на вахте

Дни недели	Продолжительность вахтовой работы			
	Недели			
	I	II	III	IV
Понедельник	12	12	О (8)	О (8)
Вторник	12	12	О (8)	О (8)
Среда	12	12	О (8)	О (8)
Четверг	12	12	О (8)	О (8)
Пятница	12	12	О (8)	О (8)
Суббота	12	12	В	В
Воскресенье	ВВ	В	В	В
Отработано, часов	144			
Переработано, часов	64			

Примечание:
- В – выходной день;
- ВВ – вахтовый выходной день;
- О – дни отдыха между вахтами за переработку на вахте сверх нормативного времени, цифры в скобках – часы отдыха между вахтами.

Длительность рабочей смены для эксплуатационного персонала не должна превышать 12 часов, а продолжительность рабочего времени за учетный период не превышает нормального количества числа рабочих часов (40-часовая рабочая неделя), установленных законодательством по ТК РФ.

Чередование периодов работы и отдыха на протяжении цикла трудовой деятельности формирует режим труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выходов на работу в течение недели, месяца, года.

Графики утверждаются по согласованию с профорганизацией АО «Газпромнефть-ННГ».

Административно – управленческий персонал и персонал вспомогательных служб работает в одну смену.

Для работников, постоянно работающих с персональными электронно-вычислительными машинами, регламентированы перерывы в соответствие с СП 2.4.3648-20.

При организации рабочих мест с ПЭВМ соблюдаются нормы, указанные в п.3.4 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 – площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ составляет не менее 4,5 м². При расстановке офисного оборудования предусмотрено, чтобы естественный свет падал с левой стороны, в соответствии с п. 6.1 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Приказ Минтруда России от 29.10.2021 N 774н "Об утверждении общих требований к организации безопасного рабочего места" (Зарегистрировано в Минюсте России 25.11.2021 N 65987).

Общие требования к организации рабочих мест пользователей ПЭВМ:

- при размещении рабочих мест с ПЭВМ расстояние между рабочими столами с видеомониторами (в направлении тыла поверхности одного видеомонитора и экрана другого видеомонитора), должно быть не менее 2,0 м, а расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов – не менее 1,2 м;
- рабочие места с ПЭВМ в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом;
- экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии от 600 до 700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;
- конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы;
- конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ, позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ.

Для работающих на открытом воздухе в течение рабочей смены предусмотрены перерывы для обогревания, в соответствии со статьей 109 ТК РФ. Температура воздуха и скорость его движения в помещениях для обогрева должны поддерживаться на уровне от 22 до 25 °С и от 0,1 до 0,2 м/с. Для более быстрого восстановления локальной температуры кожи (лицо, кисти, стопы) предусмотрены приборы и устройства местного лучистого и конвекционного обогрева. При этом температура поверхности приборов, контактирующая с поверхностью тела работника, поддерживаться на уровне от 38 до 40 °С.

Ответственность за правильное соблюдение режима труда и отдыха, рабочих и служащих несет администрация АО «Газпромнефть-ННГ». Непосредственный контроль

соблюдения режима труда и отдыха осуществляют сотрудники Департамента по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды, ЦДНГ, в компетенции которых находятся вопросы охраны труда и профсоюзные органы.

Обслуживание проектируемых кустов скважин осуществляется существующим дежурным персоналом ЦДНГ.

Управление и контроль за работой добывающих скважин, работа которых взаимосвязана с работой нефтегазосборных трубопроводов, осуществляется из существующих операторных, расположенных на технологических площадках ДНС. При аварийных ситуациях на трубопроводах (порыв труб) происходит автоматическое отключение насосов добывающих скважин.

9.3 Квалификационные требования к персоналу, обучение персонала

К руководству работами на объекте допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие аттестацию в области промышленной безопасности.

Производственный персонал, обслуживающий оборудование кустовой площадки, должен знать технологическую схему, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Эксплуатацию электроустановок необходимо осуществлять специально обученным электротехническим персоналом. Персонал, обслуживающий электроустановки, должен иметь необходимую квалификационную группу по электробезопасности, пройти медицинское освидетельствование, а также инструктаж о мерах пожарной и электрической безопасности.

Электротехнический персонал может быть допущен к работе после:

- проверки знаний специальной комиссией;
- прохождения обучения на рабочем месте;
- прохождения инструктажа по технике безопасности и электробезопасности;
- ознакомления со структурой и работой предприятия.

Профессиональная подготовка персонала и проверка знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляется в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 29.01.2007 № 37 (ред. от 30.06.2015) «О порядке подготовки и аттестации работников организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

9.4 Факторы производственной среды

Совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда, являются условиями труда работающего.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 различают четыре группы факторов трудовой деятельности, которые являются вредными для здоровья человека.

1 группа – физические факторы.

К физическим факторам относятся:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- высокие влажность и скорость движения воздуха в помещениях;
- повышенные уровни шума;
- вибрации технологического оборудования;
- ультразвук и различные излучения (тепловые, неионизирующие, ионизирующие, инфракрасные);
- запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочих мест, проходов и проездов;
- повышенная яркость света и пульсация светового потока.

2 группа – химические факторы.

К химическим факторам относятся следующие факторы:

- общетоксические;
- раздражающие;
- сенсибилизирующие (вызывающие аллергические заболевания);
- канцерогенные (вызывающие развитие опухолей);
- мутагенные (действующие на половые клетки организма).

3 группа – биологические факторы.

К биологическим факторам относятся следующие факторы:

- патогенные микроорганизмы;
- белковые препараты;
- препараты, содержащие живые клетки и споры микроорганизмов.

4 группа – психофизиологические факторы.

К психофизиологическим факторам относятся следующие факторы:

- физические перегрузки;
- нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение анализаторов слуха, зрения и др.).

По показателям вредности и опасности производственный процесс характеризуют следующие особенности:

- необходимость обслуживания проектируемых объектов при разных метеорологических условиях, в зимний период – в условиях минусовых температур;
- взрыво- и пожароопасность обслуживаемого объекта;
- необходимость обслуживания запорной регулирующей арматуры и другого оборудования, действующего под давлением;

- возможность поступления в атмосферный воздух рабочих зон взрывопожароопасных газов и паров, которые присутствуют в основной продукции.
- условия труда и степень их вредности;
- применяемые в производстве вредные вещества;
- возможные неблагоприятные последствия для здоровья;
- необходимость в средствах индивидуальной защиты;
- режим труда и отдыха;
- медико-профилактические мероприятия;
- меры по сокращению времени контакта с вредным фактором;
- результаты аттестации рабочих мест.

Согласно требованиям Р 2.2.2006-05 условия труда в целом оцениваются по четырем классам, представленным на рисунке 9.4.1.

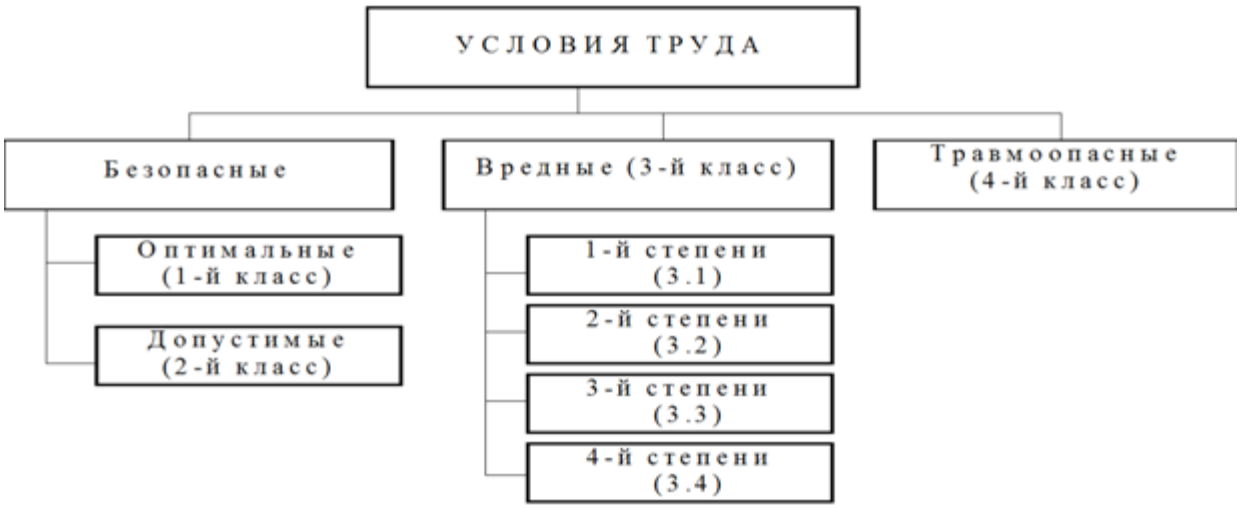


Рисунок 9.4.1 – Классы условий труда

Оптимальные условия труда (1 класс) – это условия, при которых сохраняется здоровье работающих, и создаются предпосылки для поддержания высокого уровня работоспособности. Оптимальные нормативы производственных факторов установлены для микроклиматических параметров и факторов трудового процесса. Для других факторов за оптимальные принимаются такие условия труда, при которых неблагоприятные факторы отсутствуют либо не превышают уровней, принятых в качестве безопасных для работающих.

Допустимые условия труда (2 класс) характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса, которые не превышают установленные гигиенические нормативы для рабочих мест. Возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не должны оказывать неблагоприятного действия в ближайшем и отдаленном периоде на состояние здоровья работающих и их потомство. Допустимые условия труда условно относят к безопасным.

Вредные условия труда (3 класс) характеризуются наличием вредных производственных факторов, превышающих гигиенические нормативы и оказывающих неблагоприятное действие на организм работающего и/или его потомство.

Опасные (экстремальные) условия труда (4 класс) характеризуются уровнями факторов рабочей среды, воздействие которых в течение рабочей смены (или ее части) создает угрозу для жизни, высокий риск развития острых профессиональных поражений, в т. ч. и тяжелых форм.

Каждый работник должен получить полную информацию, касающуюся:

- условий труда и степени их вредности;
- применяемых в производстве вредных веществ;
- возможных неблагоприятных последствий для здоровья;
- необходимых средств индивидуальной защиты;
- режимов труда и отдыха;
- медико-профилактических мероприятий;
- мер по сокращению времени контакта с вредным фактором;
- результатов аттестации рабочих мест.

Параметры микроклимата производственных объектов – метеорологические условия рабочей среды оказывают влияние на процесс теплообмена и характер работы. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает его самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям.

Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию. Низкая температура воздуха может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения.

Высокая относительная влажность при высокой температуре воздуха способствует перегреванию организма; при низкой температуре она усиливает теплоотдачу с поверхности кожи, что ведет к переохлаждению организма. Низкая влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей работающих.

Подвижность воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека и положительно проявляется при высоких температурах, но отрицательно – при низких.

Оценка микроклимата проводится на основе измерений его параметров (температура, влажность воздуха и скорость его движения, тепловое излучение) на всех местах пребывания работника в течение смены и сопоставления с СанПиН 1.2.3685-21.

Микроклимат характеризуется температурой воздуха, его влажностью и скоростью движения.

Места постоянного пребывания обслуживающего персонала на запроектированных сооружениях отсутствуют.

Условия труда при проведении работ по обслуживанию и ремонту проектируемого объекта по показателю температуры воздуха для открытых территорий в холодный период года в соответствии с Р 2.2.2006-05 относятся к классу 3.1.

Данный класс характеризуют такие отклонения уровней вредных факторов от гигиенических нормативов, вызывающие функциональные изменения организма, которые восстанавливаются при более длительном (чем к началу следующей смены) прерывании контакта с вредными факторами, и увеличивают риск потери здоровья.

Контроль микроклимата проводится согласно СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 1.2.3685-21

Измерения показателей микроклимата в целях контроля их соответствия гигиеническим требованиям должны проводиться в холодный период года – в дни с температурой наружного воздуха, отличающейся от средней температуры наиболее холодного месяца зимы не более чем на 5 °С, в теплый период года – в дни с температурой наружного воздуха, отличающейся от средней максимальной температуры наиболее жаркого месяца не более чем на 5 °С.

Частота измерений в оба периода года определяется стабильностью производственного процесса, функционированием технологического и санитарно-технического оборудования.

9.5 Защита работающих в условиях отрицательных температур и в летний период

Для работающих на открытом воздухе при отрицательных температурах предусматриваются такие условия, при которых неблагоприятное воздействие сурового климата на организм сводится к минимуму. Для предупреждения обморожений необходимо производить индивидуальные и массовые профилактические мероприятия. Массовая профилактика осуществляется санитарно-разъяснительной работой, своевременным обеспечением работающих на открытом воздухе теплой одеждой и обувью, устройством помещений для обогрева, утеплением транспорта, обеспечением регулярного приема горячей пищи, устройством помещений для сушки одежды и обуви в период отдыха.

Индивидуальная профилактика предусматривает содержание в исправном состоянии одежды и обуви.

Работа на открытых территориях в зимнее время проводится в специальной зимней одежде с регламентированными перерывами на обогрев (пребывание на открытой местности – не более 2 ч).

Защита от солнечной радиации и гнуса обуславливается ограничением избыточного теплового воздействия инсоляции помещений и территорий в жаркое время года, что обеспечивается соответствующей планировкой и ориентацией зданий, благоустройством территорий.

В местах отдыха работающих устанавливаются навесы, зонты из ткани светлых тонов снаружи и темных изнутри.

Методы и средства индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых:

- механические;

- одежда, ткани, защитные сетки и другие средства, пропитанные отпугивающими веществами;
- непосредственное нанесение репеллентов на кожу.

Лучший способ механической защиты от гнуса – специальный защитный костюм. Голову, шею и лицо защищают пропитанной репеллентом накидкой, спускающейся на плечи и оставляющей лицо открытым. Пропитанный репеллентами костюм обеспечивает защиту от нападения гнуса в течение двух месяцев.

Обработанную одежду между ноской хранят в сложенном виде в плотной упаковке (полиэтиленовые или клеенчатые мешки, пергаментная бумага и т. п.). Это удлиняет срок отпугивающего действия.

9.6 Производственный шум

Одной из форм физического (волнового) загрязнения, адаптация, к которой невозможна, является шум–комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта. Помещения с постоянным и периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014.

При организации технологического процесса и размещения оборудования должны предусматриваться меры по звуко- и шумопоглощению, предотвращающие превышение допустимых уровней.

Машины, агрегаты, являющиеся источниками шума, устанавливаются на отдельные фундаменты, не связанные с фундаментами здания, или на виброоснование.

Для снижения уровня шума до допустимых значений используются существующие технические решения с применением звукоизолирующих кожухов, глушителей аэродинамического шума, а также звукопоглощающая облицовка потолка, стен.

Зоны с уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаком безопасности. Работа в этих зонах без использования средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, антифоны) запрещается.

Значения шумовых характеристик оборудования, используемого на объекте, установлены исходя из требований обеспечения на рабочих местах допустимых уровней шума в соответствии с СанПин 1.2.3685-21.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 класс условий труда в зависимости от эквивалентного уровня звука на проектируемых сооружениях определен как допустимый.

Предельно допустимые и допустимые уровни звукового давления, дБ (эквивалентные уровни звукового давления, дБ), допустимые эквивалентные и максимальные уровни звука на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий, приняты по СП 51.13330.2011 и представлены в таблице 9.6.1.

Таблица 9.6.1 – Предельно допустимые и допустимые уровни звукового давления, допустимые эквивалентные и максимальные уровни звука на рабочих местах в производственных и вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий

Третьоктавные полосы частот, кГц	Уровни звукового давления, дБ
12,5	80
16,0	90
20,0	100
25,0	105
31,5-100,0	110

Проектируемые установки кустовой площадки не имеют постоянных рабочих мест для обслуживающего персонала. Обслуживание установок производится периодически. Обслуживание производится из помещения операторного отсека, звукоизолированного от помещения технологического отсека, где расположен двигатель насоса. Для обслуживающего персонала, подвергающегося воздействию шума, при необходимости, предусматриваются индивидуальные средства защиты органов слуха.

Вредное воздействие шума на обслуживающий персонал от двигателя насоса, как неблагоприятного фактора рабочей среды, компенсируется за счет снижения времени действия шума – защита временем.

С целью снижения шума работающего технологического оборудования проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- все агрегаты размещены в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- размещение рабочих мест, машин, механизмов осуществляется таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- для уменьшения механического шума предусматривается своевременно проводить ремонт оборудования, шире применять принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей;
- для обслуживающего персонала, подвергающегося длительному воздействию шума, предусматриваются индивидуальные средства защиты органов слуха – шлемы, наушники, антифоны, слуховые пробки, заглушки и вкладыши из легкого каучука, эластичных пластмасс, резины, эбонита.

Практические меры борьбы с шумом:

- ликвидация или ослабление шума в источнике его возникновения путем применения звукопоглощающих материалов в конструкциях механизмов, оборудования, а также изменения технологических процессов;
- размещение наиболее шумного оборудования с выносом пультов управления и наблюдения в звукоизолированные помещения;
- облицовка потолка и частично стен (в небольших помещениях) различными звукоизолирующими материалами;

- ограничение распространения шума за пределы рабочего места за счет звукоизоляции.

Используемое технологическое оборудование не является источником ультразвукового излучения, поэтому специальные мероприятия по уменьшению воздействия ультразвука на обслуживающий персонал проектом не предусматриваются.

9.7 Вибрация

Вибрация, также, как и шум, является загрязнителем окружающей среды.

Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле.

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на:

- общую (воздействие на все тело человека);
- локальную (воздействие на отдельные части тела – руки или ноги).

Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексы организма. Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у работающих раздражительность и другие неприятные ощущения. Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни. Локальная вибрация вызывает спазмы сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца.

Органами здравоохранения систематически устанавливаются ограничения на работах, связанных с вибрацией.

На проектируемых сооружениях потенциальные источники вибрации отсутствуют. Специальные мероприятия в целях снижения действия вибрации от работающего технологического оборудования проектом не предусматриваются.

Вибробезопасность труда на объекте проектирования обеспечивается:

- соблюдением правил и условий эксплуатации оборудования, использованием оборудования только в соответствии с его назначением;
- поддержанием технического состояния оборудования, параметров технологических процессов на уровне, предусмотренном технологическим регламентом, своевременным проведением плановых и предупредительных ремонтов;
- рациональным размещением технологического оборудования в производственных помещениях и на площадках;
- контролем над техническим состоянием и правильной эксплуатацией оборудования;
- выполнением защитных мероприятий, направленных на снижение действия вибрации на работающих;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;

- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик оборудования и вибрационной нагрузки на оператора согласно ГОСТ ИСО 8041-2006;
- соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

В целях снижения вибрации от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение основного технологического оборудования в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- установка вентиляционного оборудования на виброизолирующих основаниях и оснащение его амортизирующими вставками на всасывающих и нагнетающих воздуховодах;
- на опасных участках наносятся надписи, предупреждающие знаки.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда на проектируемых сооружениях в зависимости от эквивалентного уровня звука и от вибрации – класс 2 (допустимый).

9.8 Освещение

По типу источника света производственное освещение бывает естественное, искусственное и совмещенное.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги.

Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

Излишне яркий свет слепит, снижает зрительные функции, приводит к перевозбуждению нервной системы, уменьшает работоспособность, нарушает механизм сумеречного зрения. Воздействие чрезмерной яркости может вызвать фотоожоги глаз и кожи, кератиты, катаракты и другие нарушения.

Проектом предусмотрены, в соответствии с СП 52.13330.2016, следующие виды освещения:

- рабочее – 220 В;
- аварийное – 220 В;
- ремонтное – 36 В.

Тип осветительной арматуры, аппараты управления и электрические проводки соответствуют средам, в которых они эксплуатируются.

В соответствии с СП 52.13330.2016 (таблица 10) общая освещенность наружного освещения принята:

- 2 лк (разряд зрительной работы XIV);
- 5 лк (разряд зрительной работы XIII);
- 50 лк (разряд зрительной работы IX).

Наружное электроосвещение проектируемой площадки куста скважин и площадки электрооборудования осуществляется светодиодными прожекторами ВЭЛАН 05-СД.Л.400-КО-УХЛ1 мощности 400 Вт, установленными на прожекторной мачте ПМС-24.0 высотой 24 м, осветительной установке высотой 12 м.

Сеть освещения блочно-комплектных установок выполняется заводом-изготовителем блоков и поставляется комплектно.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений определяется как класс 2 (допустимый), что представлено в таблице 9.8.1.

Таблица 9.8.1 – Класс условий труда в зависимости от параметров световой среды производственных помещений

Фактор, показатель	Класс условий труда		
	Допустимый – 2	Вредный – 3	
		1 степени	2 степени
Естественное освещение:			
- КЕО	+	-	-
Искусственное освещение:			
- освещенность рабочей поверхности для разрядов зрительных работ:			
а) I ÷ IV, VII	+	-	-
б) V, VI, VIII-XIV	+	-	-
- показатель ослепленности	+	-	-
- коэффициент пульсации освещенности	+	-	-
- яркость	+	-	-
- неравномерность распределения яркости	+	-	-

9.9 Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитного излучения промышленной частоты (50 Гц) являются устройства защиты и автоматики, а также высоковольтные установки.

Влияние ЭМИ на человека зависит от факторов:

- частоты излучений;
- размера облучения поверхности тела;
- индивидуальных особенностей организма;
- комбинированного действия с другими факторами среды.

Влияние ЭМИ на человека бывает двух видов – тепловое и специфическое.

Тепловое действие ЭМИ заключается в том, что магнитное поле наводит в теле человека вихревые токи, которые являются основным механизмом биологического действия магнитного поля. Основным характеризующим параметром, является плотность вихревых токов. Чем больше напряженность поля, тем сильнее нагрев. До некоторого порога избыточная теплота выводится из тканей организма за счет механизма терморегуляции. Тепловой порог составляет 10 мВт/см². Начиная с этой величины, способность организма выводить, тепло исчерпывается и начинается нагрев.

Специфическое действие ЭМИ проявляется при интенсивностях поля гораздо меньших теплового порога. Электромагнитные поля изменяют ориентацию белковых молекул, ослабляя их биохимическую активность. В результате наблюдаются изменение структуры клеток крови, изменения в эндокринной системе, в сердечно-сосудистой системе; при низких дозах есть большая вероятность влияния на иммунитет.

Методами и способами защиты от влияния электромагнитного поля являются:

защита временем предусматривает ограничение времени нахождения человека в рабочей зоне, если интенсивность превышает нормы, установленные при условии облучения за смену (8 часов);

защита расстоянием применяется, когда невозможно ослабить интенсивность другими способами, увеличивается расстояние между источником излучения и человеком;

уменьшение излучения в самом источнике выполняется за счет применения согласованных нагрузок и использования экранов, которые отбивают или поглощают излучения.

Для защиты от влияния ЭМИ предусматривается проведение организационных, инженерно-технических мер, а также применение средств индивидуальной защиты.

К организационным мерам относятся:

- выбор рациональных режимов работы установок;
- ограничение времени пребывания персонала в зоне излучения и т. д.

Инженерно-технические меры подразумевают:

- рациональное размещение оборудования;

- использование мер, ограничивающих приток электромагнитной энергии на рабочие места персонала (поглощающие материалы, экраны).

Эксплуатация всех объектов с электропотребителями предусматривается без присутствия постоянного обслуживающего персонала. Техническое обслуживание и оперативные переключения выполняются оперативно-эксплуатационным специально обученным персоналом.

Применяемые в проекте электросетевые объекты не представляют опасности с точки зрения влияния электромагнитных излучений на оперативный эксплуатационный персонал, при условии соблюдения им требований нормативных документов.

На основании вышеизложенного, специальные меры защиты от электромагнитных излучений персонала, обслуживающего электроустановки, не требуются и в проекте не разрабатываются.

9.10 Качество воздуха

Вредное действие химических веществ, растворенных в воздухе, на обслуживающий персонал определяется как свойствами самого вещества, так и особенностями организма человека:

- общетоксические химические вещества вызывают расстройство нервной системы, мышечные судороги, нарушают структуру ферментов, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином;
- раздражающие вещества воздействуют на слизистые оболочки, верхние и глубокие дыхательные пути;
- сенсибилирующие вещества (аллергены) повышают чувствительность организма к химическим веществам.

Класс опасности веществ, которые могут присутствовать в воздухе рабочей зоны кустовой площадки, и их ПДК по ГОСТ 12.1.005-88, приведены в таблице 9.10.1.

Таблица 9.10.1 – Класс опасности и ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Вредные вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88	ПДК в воздухе рабочей зоны по ГОСТ 12.1.005-88, мг/м³
Попутный нефтяной газ углеводороды	IV	300
Нефть (аэрозоль)	III	10

Основным видом воздействия на состояние воздушного бассейна в период эксплуатации проектируемого куста скважин являются выбросы через дыхательный трубопровод дренажной емкости, а также выбросы от неорганизованных источников, расположенных на кустовой площадке (фланцевые соединения). Из указанных источников

выбросов выделяются метан, гексан, этан, пентан, изобутан и бутан. В таблице 9.10.2 приведены расчетные концентрации загрязняющих веществ, выделяющихся в период эксплуатации и краткая характеристика этих веществ.

Таблица 9.10.2 – Характеристика вредных веществ, выделяющихся в атмосферу при эксплуатации

Наименование вещества	Код	ПДКм.р., ПДКс.с., мг/м³	ПДК р. з., г/м³	Выброс веществ, т/год
Метан	0410	-	-	0,028724
Гексан	0403	60	900 / 300	0,002831
Этан	0417	-	-	0,00386
Пентан	0405	100	900 / 300	0,0025
Изобутан	0412	15	-	0,001567
Бутан	0402	200	900 / 300	0,00371

Как видно из таблицы, содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны при штатной эксплуатации оборудования кустовой площадки находится в пределах ПДК рабочей зоны.

Таким образом, оказываемое воздействие вредных факторов производственной среды на персонал обслуживающий кустовую площадку при проведении ремонтно-смотровых работ будет в пределах предельно-допустимых уровней и концентраций.

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу при эксплуатации проектируемых объектов приведены в томе 8.1 ННГ-39-22-ООС1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

В период эксплуатации, при безаварийном технологическом режиме функционирования проектируемых объектов, концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают установленных нормативно допустимых уровней влияния на атмосферу и не представляют угрозы для здоровья обслуживающего персонала.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ – класс 2 (допустимый).

9.11 Тяжесть и напряженность трудового процесса

9.11.1 Тяжесть труда

Тяжесть труда – это характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы организма (сердечно-сосудистую, дыхательную и др.), обеспечивающие его деятельность.

Исходным документом для определения критериев тяжести трудового процесса является Р 2.2.2006-05.

Основные показатели тяжести трудового процесса:

- физическая динамическая нагрузка;
- масса груза, поднимаемого и перемещаемого вручную;
- стереотипные рабочие движения;
- статическая нагрузка;
- рабочая поза;
- наклоны корпуса;
- перемещения в пространстве.

Класс условий труда по показателям тяжести трудового процесса представлен в таблице 9.11.1.1

Таблица 9.11.1.1 – Тяжесть трудового процесса

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг×м):				
- при региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса при перемещении груза на расстоянии до 1 м)		+		
- при общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса)		+		
Масса груза, принимаемого и перемещаемого вручную, кг:				
- подъем и перемещение (разовое) тяжестей при чередовании с другой работой (до 2 раз в час)		+		
- подъем и перемещение (разовое) тяжестей постоянно в течение рабочей смены		+		
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены		+		
Стереотипные рабочие движения (количество за смену):				
- при локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук)		+		
- при локальной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса)		+		
Статическая нагрузка, величина статической нагрузки за смену при удержании груза, приложение усилий, кг		+		
Рабочая поза:				
- наклоны корпуса		+		
- перемещение в пространстве		+		
Общая оценка тяжести трудового процесса		+		

Общая оценка тяжести трудового процесса (на основании числа показателей тяжести) – класс 2 (допустимый).

9.11.2 Напряженность трудового процесса

Оценка напряженности труда профессиональной группы работников основана на анализе трудовой деятельности и ее структуры, которые изучаются путем хронометражных наблюдений в динамике всего рабочего дня в течение одной недели. Все факторы (показатели) трудового процесса имеют качественную или количественную характеристики и сгруппированы по видам нагрузок:

- интеллектуальные;
- сенсорные;
- эмоциональные;
- монотонные;
- режимные.

Анализ основан на учете всего комплекса производственных факторов, создающих предпосылки для возникновения неблагоприятных нервно-эмоциональных состояний (перенапряжения) и производится согласно Р 2.2.2006-05.

Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса представлены в таблице 9.11.2.1.

Таблица 9.11.2.1 – Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
Интеллектуальные нагрузки:				
- содержание работ		+		
- восприятие сигналов (информации) и их оценка		+		
- степень сложности задания		+		
- характер выполняемой работы		+		
Сенсорные нагрузки:				
- длительность сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)		+		
- плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за час работы		+		
- число производственных объектов одновременного наблюдения				
Нагрузка на зрительный анализатор:		+		

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
- размер объекта различия (при расстоянии от глаз работающего до объекта различия не более 0,5 м)		+		
- работа с оптическими приборами при длительности сосредоточенного наблюдения (% от времени смены)	+			
- наблюдение за экранами видеотерминалов (часов в смену)		+		
Нагрузка на слуховой анализатор (при производственной необходимости восприятия речи или дифференцированных сигналов)		+		
Эмоциональные нагрузки:				
- степень ответственности, значимость ошибки		+		
- степень риска для собственной жизни		+		
- степень риска за безопасность других лиц				
Монотонность нагрузок		+		
- число элементов (приемов), необходимых для реализации простого задания или многократно повторяющихся операций		+		
- продолжительность выполнения простых производственных заданий или многократно повторяющихся операций		+		

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
	1	2	3.1	3.2
Режим работы:				
- фактическая продолжительность рабочего дня			+	
- сменность работы			+	
- наличие регламентированных перерывов и их продолжительность		+		
Общая оценка напряженности трудового процесса		+		

Общая оценка тяжести трудового процесса (на основании числа показателей тяжести) – класс 2 (допустимый).

9.12 Общая гигиеническая оценка

На основании вышеприведенных оценок условий труда составлена итоговая таблица 1 по оценке условий труда.

Классы условий труда устанавливают на основании фактически измеренных параметров факторов рабочей среды и трудового процесса. При превышении нормативных уровней работодатель разрабатывает комплекс мер по оздоровлению условий труда, в том числе организационно-технические меры:

- для устранения опасного фактора, а при невозможности устранения;
- для снижения его уровня до безопасных пределов.

Если в результате внедрения мер риск нарушения здоровья сохраняется, используют меры по уменьшению времени его воздействия (защита временем). Использование средств индивидуальной защиты в числе мер по улучшению условий труда занимают последнее место.

Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности – класс 3.1, который определен по наиболее высоким показателям вредности. Это связано с продолжительностью рабочей смены и неблагоприятными температурными условиями для открытых территорий в холодный период года, что невозможно устранить техническими решениями.

Труд такой интенсивности вполне приемлем для вахтового метода работы, поэтому по окончании вахтового цикла работник продолжительное время отдыхает, восстанавливая функциональные изменения в организме, связанные с воздействием неблагоприятных факторов. Оценка условий труда по степени вредности и опасности проводится работодателем при аттестации рабочих мест в соответствии с Р 2.2.2006-05.

Таблица 9.12.1 – Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса

Фактор	Класс условий труда				
	Оптимальный	Допустимый	Вредный		Травмоопасный
	1	2	3.1	3.2	4
Химический		+			
Биологический	отсутствует				
Физические:					
- аэрозоли	отсутствует				
- шум		+			
- вибрация (общая)		+			
- инфразвук	отсутствует				
- ультразвук	отсутствует				
- ЭМИ		+			
- микроклимат			+		
- освещенность		+			
- ионизирующие излучения	отсутствуют				
Тяжесть труда		+			
Напряженность труда		+			
Общая оценка условий труда			+		

9.13 Медицинские осмотры

Согласно Коллективному договору между АО «Газпромнефть-ННГ» и его работниками, работодатель (АО «Газпромнефть-ННГ») обязуется:

- ежегодно анализировать условия труда, причины производственного травматизма, профессиональной заболеваемости и на этой основе разрабатывать и осуществлять профилактические мероприятия, обеспечивающие безопасность труда и снижение заболеваемости;
- организовать и контролировать проведение профилактических медицинских осмотров согласно графику;
- компенсировать расходы, связанные с прохождением медицинского осмотра по месту постоянного жительства работникам, работающим вахтовым методом, при предоставлении подтверждающих документов.

В соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 83 и статьей 213 ТК РФ предусматривается проводить предварительные и периодические

медицинские осмотры персонала, выполняющего работы в нефтяной и газовой промышленности в районах Крайнего Севера.

Обязательные предварительные при поступлении на работу, связанную с опасными, вредными веществами и неблагоприятными производственными факторами, а также периодические медицинские осмотры работников проводятся в соответствии с перечнем профессий, установленным приказом Министерства здравоохранения № 700 от 19.06.84 г.

На предприятии организуется и контролируется проведение профилактических медицинских осмотров согласно графику. Работники могут проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) при наличии соответствующих медицинских рекомендаций.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы) работники проходят, обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет.

Предварительные медицинские осмотры проводятся для лиц, поступающих на работу на производства, где они могут подвергаться воздействию неблагоприятных факторов, с целью установления состояния их здоровья и выдачи заключения о возможности использования этих лиц по данной профессии.

Целью периодических медицинских осмотров является:

- динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей;
- профилактика и своевременное установление начальных признаков
- профессиональных заболеваний;
- выявление общих заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами;
- предупреждение несчастных случаев.

Частота проведения периодических медицинских осмотров (обследований) определяется территориальными органами Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека совместно с АО «Газпромнефть-ННГ», исходя из конкретной санитарно-гигиенической и эпидемиологической ситуации. Периодические медицинские осмотры проводятся не реже одного раза в два года.

Периодические медицинские осмотры (обследования) работников могут проводиться досрочно в соответствии с медицинским заключением или по заключению территориальных органов Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека с обязательным обоснованием в направлении причины досрочного (внеочередного) осмотра (ТК РФ, статья 213).

Работники, занятые на вредных работах и работах с вредными и (или) опасными производственными факторами в течение пяти и более лет, проходят периодические медицинские осмотры в центрах профпатологии и других медицинских организациях, имеющих

лицензии на экспертизу профпригодности и экспертизу связи заболевания с профессией. Данные обследования проводятся один раз в пять лет.

Во всех производственных подразделениях АО «Газпромнефть-ННГ» ежегодно проводятся медицинские осмотры, вакцинация против клещевого энцефалита и гриппа, флюорография. Рабочие места оснащены медицинскими аптечками.

10 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Безопасные условия труда – условия труда, при которых воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов исключено либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов.

Добыча, сбор, транспорт нефти и газа относятся к производству с повышенной опасностью. Опасности обусловлены наличием взрывопожароопасных веществ, которые создают реальную угрозу возникновения аварии с негативными последствиями для людей и окружающей среды.

Согласно приложению 1 Федерального закона от 21 июля 1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (редакция, действующая с 1 июля 2021 года) проектируемые трубопроводы системы сбора продукции скважин в связи с наличием горючих веществ и оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа относятся к опасным производственным объектам.

Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. При организации и производстве работ на объектах системы сбора и транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д. Все работники, обслуживающие объекты системы сбора и транспорта нефти, газа и воды, обязаны твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

Согласно ТК РФ работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, при осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством РФ порядке средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- условия труда на каждом рабочем месте, соответствующие требованиям охраны труда;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права;
- приобретение и выдачу за счет собственных средств специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, смывающих и

обезвреживающих средств, прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством РФ порядке, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или в условиях, связанных с загрязнением;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда;
- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;
- организацию контроля состояния условий труда на рабочих местах, а также правильности применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;
- в случаях, предусмотренных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, организовывать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований;
- недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование и учет в установленном ТК РФ, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами РФ порядке несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ному закону от 24 июля 1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»);
- разработку и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа;
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

Срок стажировки на рабочем месте устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;
- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;
- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве;
- проходить инструктаж по охране труда с проверкой знаний требований охраны труда, а также стажировку на рабочем месте;
- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, произошедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);
- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования), а также проходить внеочередные медицинские осмотры (обследования) по направлению работодателя.

Запрещается выполнять технологические операции на оборудовании:

- при отсутствии приборов контроля и регулирования;
- при отключении приборов контроля и регулирования;
- при просроченных сроках поверки приборов контроля и регулирования.

Для рабочих обслуживающих кусты скважин имеется сборник инструкций по промышленной безопасности и охране труда для рабочих ЦДНГ.

В каждом процессном управлении имеется утвержденный генеральным директором сборник инструкций по промышленной безопасности и охране труда, который содержит инструкции по профессиям, по видам работ, по электробезопасности, по пожарной безопасности и производственной санитарии.

Инструкции разработаны в соответствии с Постановлением Минтруда РФ № 80 «Методические рекомендации по разработке государственных нормативных требований по охране труда», на основе Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», типовых инструкций, инструкций, действующих на нефтегазодобывающих предприятиях и других нормативных документов.

Инструкции по охране труда, включенные в сборник, действуют в соответствии с ТК РФ, как инструкции для работающих.

К самостоятельной работе по обслуживанию объектов кустов скважин допускаются:

- лица, достигшие 18-летнего возраста;
- лица, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- лица, прошедшие обучение в области промышленной безопасности и охраны труда, и имеющие квалификационное удостоверение;
- лица, прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте;
- лица, прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работы;
- лица, имеющие удостоверение по проверке знаний;
- лица, прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением соответствующей квалификационной группы;

лица, прошедшие пожарно-технический минимум.

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий и проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций. При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

10.1 Описание принятых технических решений с точки зрения обеспечения безопасности труда

Основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются нефть, нефтяной попутный газ. Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории РФ, и

обеспечивают безопасную для жизни и здоровья эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не представляют для них опасности. В целях предотвращения разлива нефти кустовая площадка имеет обвалование.

Проектируемые объекты не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Для работающих на месторождении бытовое и медицинское обслуживание предусматривается на базе промысла.

Площадки под строительство зданий и сооружений объектов обустройства нефтяного месторождения согласовываются с органами государственного и пожарного надзора.

Технологическое оборудование выбирается в соответствии с заданными технологическими параметрами и размещается на открытых площадках.

В целях повышения надежности при эксплуатации предусматривается испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией.

Арматура концентрируется в комплексные узлы и располагается на высоте, удобной для обслуживания.

Ограждение узлов задвижек выполняется в виде прямолинейных участков с минимальным количеством изгибов и поворотов. Ограждение имеет высоту не менее 2,5 м. На верхнюю часть ограждения устанавливается спираль АКЛ. Секции ограждения выполняются из некапитальных конструкций типа сетки Рабица на рамах.

На ограждении с внешней стороны устанавливаются указатели «Не подходить! Охраняемая зона».

Количество ворот и калиток – минимальное. Двери и калитки в ограждении оборудованы запорными устройствами с унифицированным (единым) ключом.

Все конструктивные зазоры между элементами ограждения, ворот и калиток – минимальны, но не более 150 мм.

Комплектные трансформаторные подстанции, станции управления, АГЗУ, помещения блоков местной автоматики оборудовать замками.

Все технологические блоки снабжаются площадками и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала.

Для строительства объектов применяется современное блочно-комплектное оборудование заводского изготовления, повышающее надежность эксплуатации объекта в целом.

Вредные и взрывоопасные вещества подлежат удалению из помещений, в которых они образуются, системами вытяжной вентиляции. Для предотвращения выделений взрывоопасных и вредных паров и газов в атмосферу в производственных помещениях

предусматривается герметизированная система сбора, транспорта газа, нефти и воды на всем продвижении продукции скважин. Помещения с взрывоопасными и вредными производствами изолируются от помещений, в которых этих выделений нет.

Технологические трубопроводы прокладываются подземно или надземно на несгораемых опорах.

Прокладка участков переходов трубопроводов через внутриплощадочные проезды предусматривается в защитных футлярах из стальных труб.

Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100 % контролю физическими методами.

Для обеспечения взрывобезопасности и пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов проектом предусмотрены мероприятия по молниезащите и заземлению, обеспечивающие безопасную эксплуатацию сооружений в период грозовой активности. Границы взрывоопасных зон определены согласно ПУЭ, ГОСТ 30852.11-2002 и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

находящимися в производстве, являются нефть, нефтяной попутный газ. Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории РФ, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектом мероприятий.

Проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не представляют для них опасности. В целях предотвращения разлива нефти кустовая площадка имеет обвалование.

Проектируемые объекты не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Для работающих на месторождении бытовое и медицинское обслуживание предусматривается на базе промысла.

Площадки под строительство зданий и сооружений объектов обустройства нефтяного месторождения согласовываются с органами государственного и пожарного надзора.

Технологическое оборудование выбирается в соответствии с заданными технологическими параметрами и размещается на открытых площадках.

В целях повышения надежности при эксплуатации предусматривается испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа, покрытие их антикоррозионной изоляцией.

Арматура концентрируется в комплексные узлы и располагается на высоте, удобной для обслуживания.

Ограждение узлов задвижек выполняется в виде прямолинейных участков с минимальным количеством изгибов и поворотов. Ограждение имеет высоту не менее 2,5 м.

На верхнюю часть ограждения устанавливается спираль АКЛ. Секции ограждения выполняются из некапитальных конструкций типа сетки Рабица на рамах.

На ограждении с внешней стороны устанавливаются указатели «Не подходить! Охраняемая зона».

Количество ворот и калиток – минимальное. Двери и калитки в ограждении оборудованы запорными устройствами с унифицированным (единым) ключом.

Все конструктивные зазоры между элементами ограждения, ворот и калиток – минимальны, но не более 150 мм.

Комплектные трансформаторные подстанции, станции управления, АГЗУ, помещения блоков местной автоматики оборудовать замками.

Все технологические блоки снабжаются площадками и лестницами для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала.

Для строительства объектов применяется современное блочно-комплектное оборудование заводского изготовления, повышающее надежность эксплуатации объекта в целом.

Вредные и взрывоопасные вещества подлежат удалению из помещений, в которых они образуются, системами вытяжной вентиляции. Для предотвращения выделений взрывоопасных и вредных паров и газов в атмосферу в производственных помещениях предусматривается герметизированная система сбора, транспорта газа, нефти и воды на всем продвижении продукции скважин. Помещения с взрывоопасными и вредными производствами изолируются от помещений, в которых этих выделений нет.

Технологические трубопроводы прокладываются подземно или надземно на несгораемых опорах.

Прокладка участков переходов трубопроводов через внутриплощадочные проезды предусматривается в защитных футлярах из стальных труб.

Сварные стыки участков трубопроводов всех категорий подлежат 100 % контролю физическими методами.

Для обеспечения взрывобезопасности и пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов проектом предусмотрены мероприятия по молниезащите и заземлению, обеспечивающие безопасную эксплуатацию сооружений в период грозовой активности. Границы взрывоопасных зон определены согласно ПУЭ, ГОСТ 30852.11-2002 и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

10.2 Обеспечение специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты

По санитарной характеристике (СП 44.13330.2011) производственные процессы относятся к группе 2 г – при выполнении работ на открытом воздухе.

В соответствии с ТК РФ (ст. 221) на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством РФ.

Персонал, обслуживающий технологические объекты должен быть обеспечен специальной одеждой и специальной обувью в соответствии с приказом Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 09 декабря 2009 г. № 970н и ГОСТ 12.4.011-89 в соответствии с их профессией. Дополнительно выдаваемая одежда и обувь для наружных работ зимой и сроки их носки должны соответствовать условиям особого климатического пояса, к которому относится ХМАО-Югра.

Предусмотренные в нормах теплая специальная одежда и теплая специальная обувь (костюмы на утепляющей прокладке, куртки и брюки на утепляющей прокладке, костюмы меховые, валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые и др.) должны выдаваться работникам с наступлением холодного времени года.

Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действия опасных и вредных производственных факторов. Кроме того, они не должны быть источником опасных и вредных производственных факторов и должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты, работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

Требования, предъявляемые к СИЗ:

- СИЗ не должны изменять своих свойств, при их стирке, химчистке и обеззараживании;
- СИЗ должны иметь инструкцию с указанием назначения и срока службы изделия, правил его эксплуатации и хранения;
- СИЗ, выдаваемые работникам, должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемых работ и обеспечивать безопасность труда.

При недостаточной освещенности следует применять дополнительное местное освещение.

Для защиты головы от ударов случайными предметами необходимо при выполнении работ носить защитную каску.

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм (отборе проб, аварийных ситуациях), работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания:

- изолирующими противогазами;

противогазовыми и противопылевыми респираторами.

При опасности попадания в глаза инородных тел, вредных жидкостей, паров или газов, раздражения глаз сильным световым излучением работающие должны пользоваться защитными очками. Для защиты от пыли и брызг применяются защитные очки, плотно прилегающие к лицу с оправой из металла, кожи или пластмассы. Защитные очки находятся в индивидуальном пользовании рабочего.

Для защиты от шума применяются индивидуальные средства защиты органов слуха, которыми являются противошумовые шлемы, наушники, противошумные вкладыши «беруши».

Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением средства защиты от падения. Наиболее распространёнными средствами защиты являются предохранительные пояса, ремни безопасности, многоточечные (лямочные) предохранительные пояса, карабины безопасности, предохранительные блокирующие устройства.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать: указатели напряжения, изолирующие штанги и клещи, переносные и стационарные заземляющие устройства, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками. К средствам защиты от поражения электрическим током относятся диэлектрические перчатки, диэлектрические галоши, диэлектрические коврики.

11 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ

Автоматизированные системы, используемые в производственном процессе представлены в томе 5.7.3 «Автоматизация комплексная».

12 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ

При эксплуатации проектируемых объектов в атмосферу выделяются углеводороды и масла. Подробное описание источников выбросов, количественный и компонентный состав выбросов изложен в томе 8.1 ННГ-39-21-П-ООС1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Сбросы в водные объекты при нормальном технологическом режиме работы - отсутствуют.

13 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ (СОКРАЩЕНИЮ) ВЫБРОСОВ И СБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение выбросов и сбросов вредных веществ:

- приняты герметичные системы добычи, сбора, транспорта нефти;
- для кустовой площадки предусмотрено обвалование;
- объем автоматизации позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти;
- осуществляется контроль состояния сварных швов, фланцевых соединений для своевременного обнаружения и ликвидации утечек;
- сооружения размещены с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, установлено с учетом классов зон взрывоопасности площадок по ПУЭ;
- своевременная ревизия и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- на наружных площадках необходимо организовать контроль воздушной среды переносными газоанализаторами, предназначенными для контроля многокомпонентных смесей, в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке;
- работать необходимо только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами.

Необходимо не допускать разлива нефти.

Подробно перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сброса вредных веществ в окружающую среду приведен в томе 8.1 ННГ-39-22-ООС1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

14 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЁМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ

В процессе эксплуатации проектируемых объектов образование отходов возможно только в период ремонтно-профилактических и аварийных работ, а именно: шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов, остатки и огарки сварочных электродов; металлолом, отходы толи. Все образовавшиеся во время ремонта отходы, собираются и вывозятся с последующей утилизацией, согласно договорам заказчика с организациями, имеющими соответствующую лицензию на данный вид деятельности.

Образованные во время ремонтно-профилактических и аварийных работ отходы относятся к 3-5 классу опасности отходов.

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов, приведены в томе 8.1 ННГ-39-21-П-ООС1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

15 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ

Проектной документацией приняты следующие технические решения:

- механизированный способ эксплуатации добывающих скважин;
- применение блочного заводского оборудования;
- однотрубная герметизированная система сбора и транспорта нефти и газа;
- защита трубопроводов, арматуры от атмосферной и внутренней коррозии;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов. Все технические средства, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, применяемые в проектной документации, имеют документы, подтверждающие соответствие (сертификат либо декларацию) требованиям технических регламентов и копию заключения экспертизы промышленной безопасности, зарегистрированного в Ростехнадзоре России;
- электроснабжение, заземление, молниезащита объектов;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры.

Данные технические решения приняты в соответствии с заданием на проектирование, действующими общегосударственными и отраслевыми нормативными документами, и техническими регламентами, требованиями по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих территорий на весь нормативный срок и с соблюдением технических условий заинтересованных служб заказчика.

При совмещении работ по одновременному строительству сооружений куста скважин и освоении скважин при поэтапном обустройстве кустовых площадок бригадами по освоению скважин необходимо соблюдать требования РД 08-435-02 «Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте».

В соответствии с п.3.3 РД 08-435-02 допускаются последовательное освоение, интенсификация притоков, дополнительное вскрытие продуктивных отложений, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений, ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин в соответствии с инструкциями завода-изготовителя, но не менее 10 м от устья бурящейся скважины.

В соответствии с п. 5.1 РД 08-435-02 на время ведения прострелочных работ (перфорации эксплуатационных колонн, ремонтных работ и т.д.) вокруг скважины

устанавливается опасная зона радиусом не менее 10 м. Прострелочные работы должны проводиться с соблюдением требований безопасности.

В соответствии с п. 5.2 РД 08-435-02 освоение скважин на кусте независимо от способа их последующей эксплуатации должно производиться в соответствии с планом работ, утвержденным техническим руководителем предприятия и согласованным с заказчиком. Подготовка к работам по освоению скважин и сам процесс освоения должны соответствовать установленным требованиям безопасности.

В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

16 МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИИ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

Мероприятия по защите опасного производственного объекта от террористических актов разработаны в соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2008 №186 «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов», требованиями СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» и исходными данными Заказчика.

Согласно требованиям СП 132.13330.2011 (раздел 6) проектируемые объекты относятся к классу 3 (низкая значимость) – ущерб в результате реализации террористических угроз приобретет муниципальный или локальный масштаб.

Проектируемые объекты, согласно требованиям обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса с учетом степени потенциальной опасности совершения акта незаконного вмешательства и его возможных последствий (ФЗ от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ), категорированию не подлежат. Службой охраны осуществляется круглосуточный мониторинг технологических объектов.

Вынгаяхинское, Валынтойское, Карамовское и Крайнее месторождения оборудованы всеми требуемыми средствами защиты, в том числе системами контроля и управления доступом (СКУД) и средствами визуального досмотра (СрВД). Доступ на кустовые площадки предусмотрен через существующий контрольно-пропускной пункт (КПП) месторождений, оборудованных системами контроля и управления доступом и средствами визуального досмотра автотранспорта. Проезд на кустовую площадку минуя КПП – невозможен.

В соответствии с исходными данными, предоставленными Заказчиком, оснащение площадок кустов скважин №138, 85, 310, 10, 108 и 206 системой охранной телевизионной (СОТ) и средствами визуального досмотра (СрВД) не предусматривается.

Все проектируемое блочное оборудование на площадках кустов скважин предусматривается в полной заводской готовности, в т.ч. оборудованное системами охранной сигнализации (ОС), поставляемыми комплектно. Комплектное блочное оборудование предусматривается в соответствии с действующими стандартами Группы компаний ГПН.

Вывод тревожных сигналов системы ОС предусмотрен в существующий диспетчерский пункт АБК ЦДНГ месторождений.

Подробные решения по структуре системы охранной сигнализации, а также требования к кабельным проводкам, применяемых для охранных извещателей и оповещателей представлены в томе ННГ-39-22-ИОС5 «Сети связи».

Структурная схема охранно-пожарной сигнализации представлена в графической части тома ННГ-39-22-ПБ1 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

На проектируемых нефтегазоаборных трубопроводах узлы запорной арматуры оборудуются инженерными средствами охраны, с ограждением из сетки рабицы с колючей проволокой АКЛ типа "Егоза" диаметром спирали 600 мм.

При обнаружении признаков постороннего вмешательства в деятельность рассматриваемых объектов и в целях противодействия совершению актов диверсии охранники на месторождении обязаны принять меры к недопущению таких действий и незамедлительно сообщить по прямой связи оперативному дежурному ОВД. При угрозе возникновения террористического акта производится наращивание сил охраны, мониторинг наличия подозрительных предметов и, в случае обнаружения, принятие мер по ограничению доступа к ним до прибытия спецслужб.

Для предотвращения постороннего вмешательства и противодействия возможным террористическим актам приняты следующие меры:

- организована пропускная система на месторождении;
- заключен договор со специализированной службы охраны;
- на работу принимаются люди психически здоровые (прошедшие медицинскую комиссию);
- организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах и получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений, на предмет выявления возможных признаков и пресечения приготовления террористических актов;
- предусмотрены обходы согласно графику, утвержденному главным инженером;
- обо всех случаях выявления подозрительных лиц или предметов информация немедленно передается в правоохранительные органы;
- операторы по добыче нефти и газа осуществляют контроль параметров работы скважин и контроль работы средств автоматики и телемеханики.

17 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Проектные решения разработаны с учетом применения энергосберегающего оборудования.

Энергоэффективность достигается за счёт применения в проекте комплекса энергосберегающих мероприятий:

– применение станций управления с преобразователем частоты, позволяющим изменять число оборотов двигателей и, соответственно, регулировать производительность в зависимости от параметров технологического процесса. Благодаря автоматическому и оптимальному регулированию производительности происходит снижение мощности, потребляемой электроприводом;

– применение современных приборов учета и контроля электропотребления, что позволяет с достаточной точностью выявить случаи возможного перерасхода электроэнергии и своевременно устранить их причины;

– электрическое освещение технологических площадок выполнено современными энергосберегающими светодиодными светильниками, установленными на осветительных установках. Все светильники имеют повышенный коэффициент полезного действия, что обеспечивает экономию электрической энергии на электроосвещение;

– управление наружным освещением предусмотрено автоматическое – отключение фотодатчиком в светлое время суток;

– управление электрообогревом в блок-боксах предусмотрено с ручным и автоматическим управлением в зависимости от температуры воздуха;

– применение в блочно-модульных зданиях светодиодных светильников;

– применение в составе 2КТПНУ-1000 трансформатора с пониженными потерями холостого хода и короткого замыкания;

– выбор оптимальной трассы питающих кабелей, а также ВЛ-6 кВ в целях сокращения длины;

– применение автоматических конденсаторных установок.

ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

«Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» утвержденное постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 (с изменениями на 1 октября 2020 года);

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. №190-ФЗ (ред. от 31.07.2020);

Федеральный закон от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 27 декабря 2018 года);

Федеральный закон от 21 июля 1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 29 июля 2018 года);

Федеральный закон №16-ФЗ «О транспортной безопасности» (с изменениями на 2 декабря 2019 года);

Федеральный закон №184-ФЗ «О техническом регулировании» (с изменениями на 28 ноября 2018 года);

Федеральный закон N 256-ФЗ "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" (с изменениями на 13 июля 2020 года);

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". (с изменениями на 12 января 2017 года);

ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправкой 2019 г.);

ГОСТ 32388-2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия (переиздание 11.2016);

ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов (с Поправкой 2016 г.);

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 Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5 от 01.01.2013);

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1 от 06.2000);

ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам (введен 15.02.2014);

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1 от 01.02.2011);

СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности (введен 01.07.2015);

СП 48.13330.2019 Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004 (введен 25.06.2020);

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N1 от 21.05.2020);

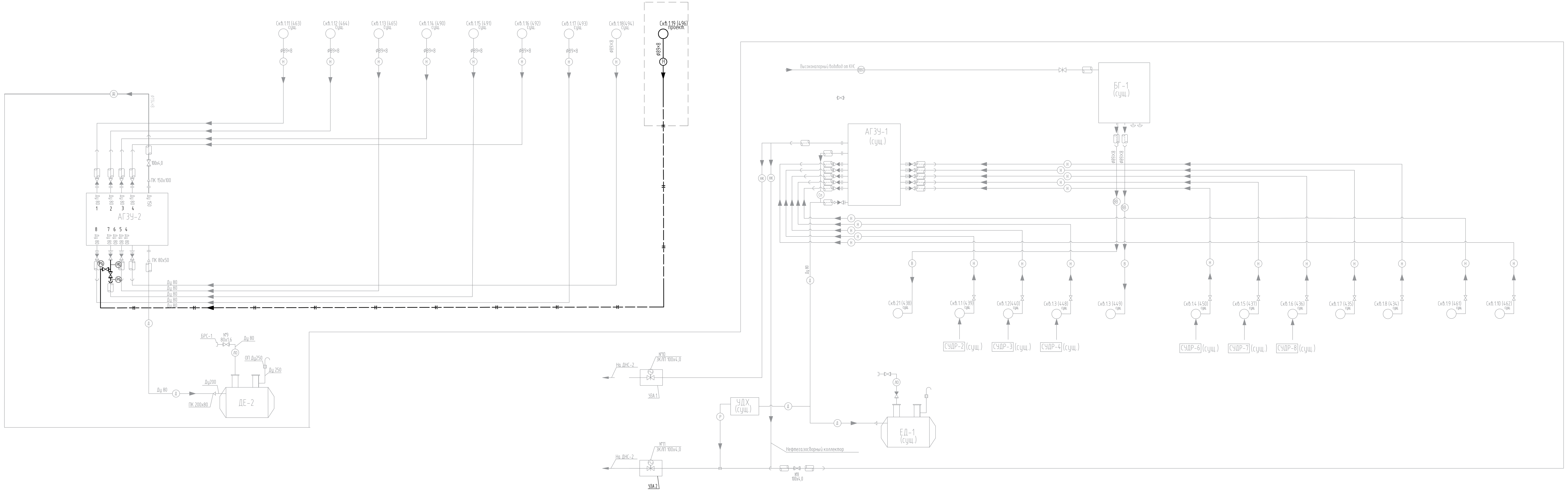
СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы (с изменениями на 21 июня 2016 года);

Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 1.7 Заземление и защитные меры электробезопасности (Издание седьмое) (введен 01.01.2003).

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	изме-ненных	заме-ненных	новых	аннули-рован-ных				

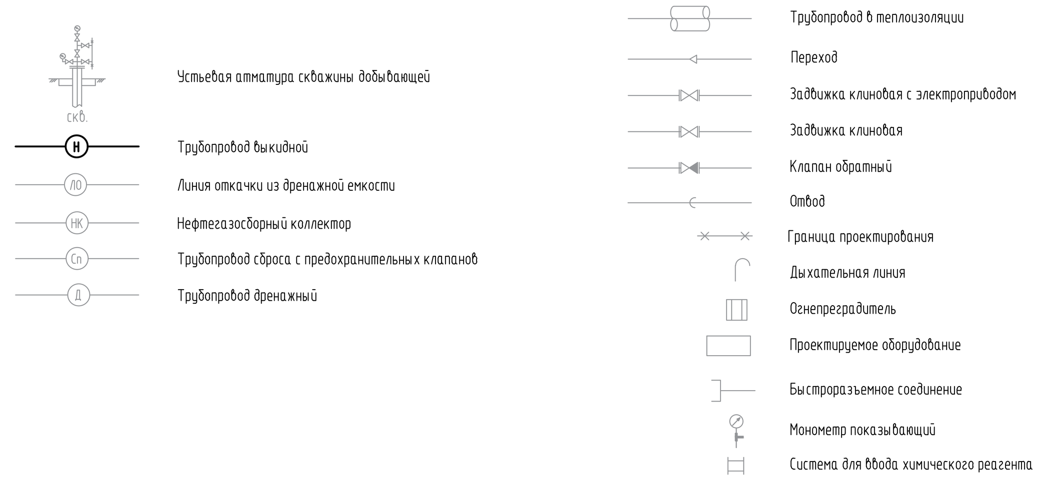


Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примеч.
	Приборы местные		
PG	Манометр показывающий	1	поз.201
AG	Переносной газоанализатор	1	поз.501

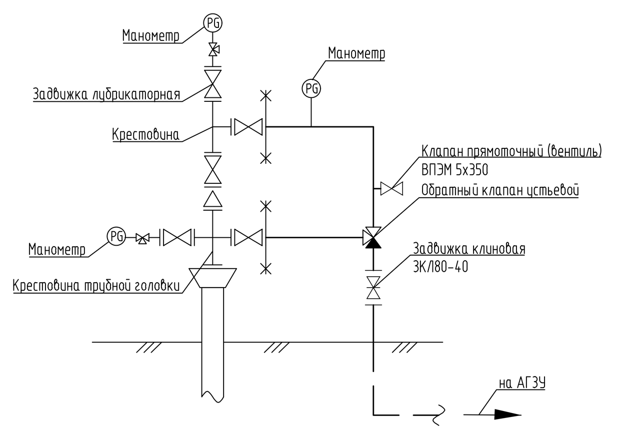
Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	Ранее запроектированное оборудование				
АГЗУ-1, АГЗУ-2	АГЗУ 40-10-400, 100, БК	Замерная установка	2		
БГ-1	БГ 25-80-4-С-Т-О-В-4-1-1	Блок распределительной гребенки	1		
СУДР-1...10	СУДР-01.01	Скважинная установка дозирования химреагентов	10		
УДХ	УДХ	Установка дозирования химреагентов	1		
ЕД-1	ЕП-10-2000-1600-3	Дренажная емкость	2		
Скв.№№434-440 448-450	АФК 65х21	Добывающая скважина	10		
Скв.№№463-465, 490-494, 496	АФК 65х21	Добывающая скважина	10		
Скв.№№438, 449	АФК 65х35	Нагнетательная скважина	2		
		Проектируемое оборудование			
Скв.№1	АФК 65х21	Добывающая скважина	1		

Условные обозначения



Обвязка добывающей скважины №1.19(496)



Согласовано

Взам. инв. №

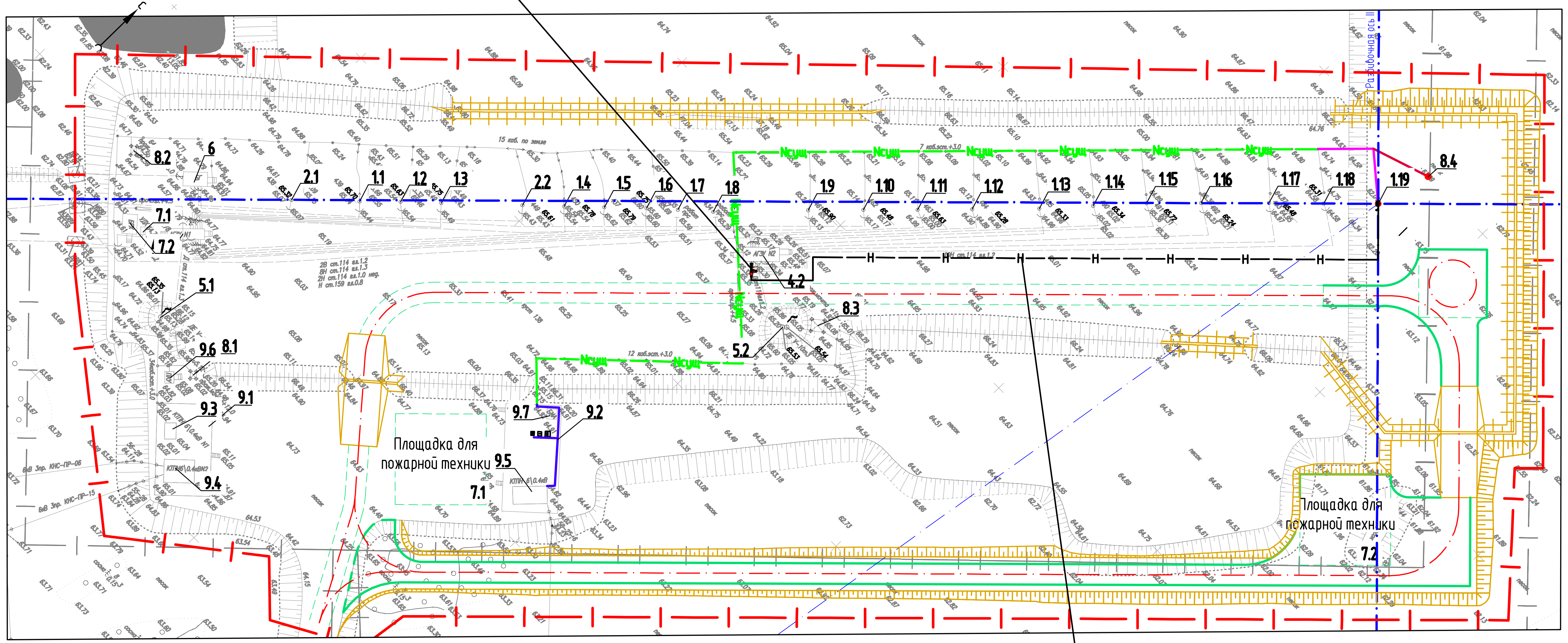
Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-001		
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений		
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин №138. Четвертая очередь	Стадия П	Лист 1	Листов
Пров.		Венжик			07.2022			
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Схема технологическая принципиальная	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"	
ГИП		Мухитдинов			07.2022			

Копировал А1х3

План на отм.0.000



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1-1.18	Устье добывающей скважины	
2.1-2.2	Устье нагнетательной скважины	
4.1-4.2	АГЗУ	
5.1-5.2	Дренажная емкость	
6	БГ	
7.1	УДХ	
7.2	БРХ	
8.1-8.3	Прожекторная мачта	
9.1-9.2	Площадка под КТП, БКУ, СУ и ТМПН	
9.3	КТПН №1	
9.4	КТПН №2	
9.5	КТПН №3	
9.6	ПКУ	
9.7	БМА	
	Проектируемые сооружения	
	2 этап строительства	
1.19	Устье добывающей скважины №1 (по порядку)	
8.4	Осветительная установка	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Граница освоения земельного участка
	Граница долгосрочной аренды
X=157.53 Y=206.47	Координаты привязки по МСК (мировой системе координат)
	Демонтаж зданий и сооружений
	Здание и сооружение
	Проезжая часть
	Эстакада кабельная
	Покрытие подъезда и площадки для стоянки пож.техники (Тип 1)
	Покрытие проездов на кустовой площадке (Тип 1)
	Укрепление откосов

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиразетдинова			09.2022
Проверил		Венжик			09.2022
Н. контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-002

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №138. Четвертая очередь

Стадия	Лист	Листов
П	2	

План трубопроводов (1:500)

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Согласовано

Взам. инв. №

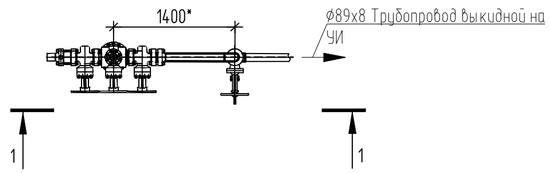
Подп. и дата

Инв. № подл.

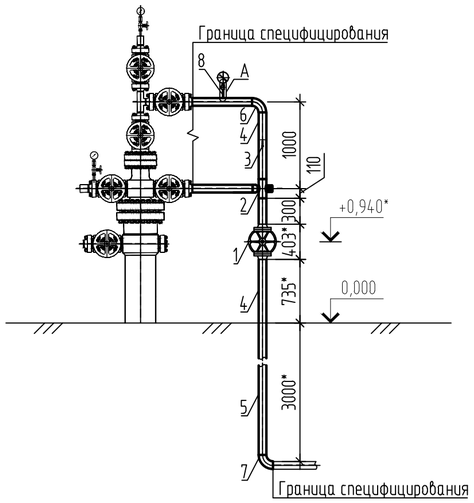
Копировал

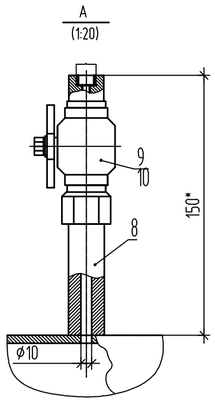
А2

План
М 1:50



1-1





Общие указания

1. Расположение добывающих скважин на кустовой площадке см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-003_0.dw3.
2. Схему технологическую принципиальную кустовой площадки см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-003_0.dw2.
3. Общие данные см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-003_0.dw1.
4. Обвязка устья скважины для проектируемых скважин одинаковая.
5. * Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки..
6. За отм. 0.000 принята планировочная отметка верха площадки.

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	1	57	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 80-4.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-			
		8 К52-IIА-Т3-ХЛ-нС-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12.0	комп.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		210АФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0.83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.2	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
5	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.0	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
6	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ			
7	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП			
8		Закладная конструкция в составе:			
	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0,48	
	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 PN16.0МПа	1	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,01	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
9		450х2.0х89	2		

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022
Проверил		Венжик			07.2022
Н.контр.		Годжаев			07.2022
ГИП		Мухитдинов			07.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-003

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №138. Четвертая очередь.

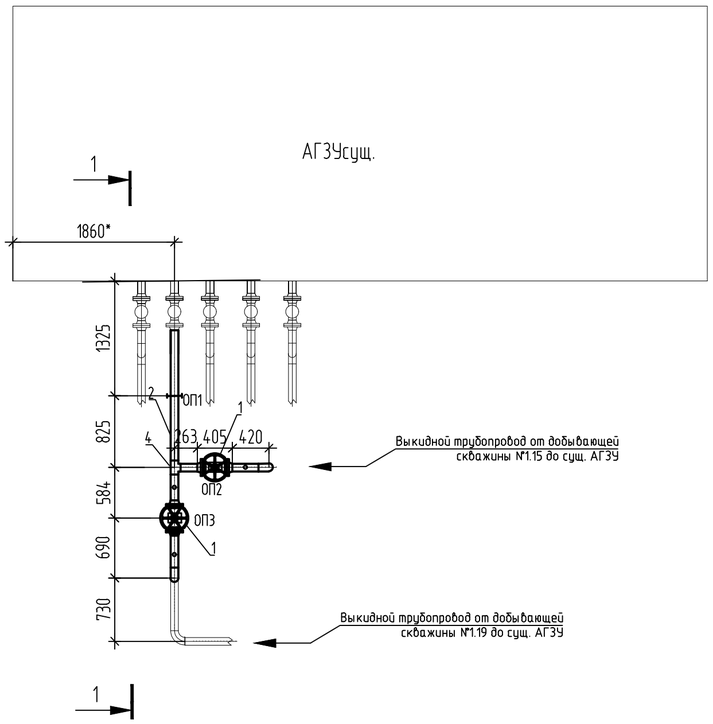
Стадия	Лист	Листов
П	3	

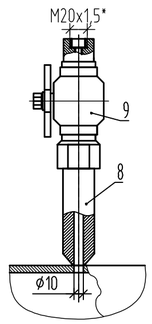
Обвязка устья добывающей скважины

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

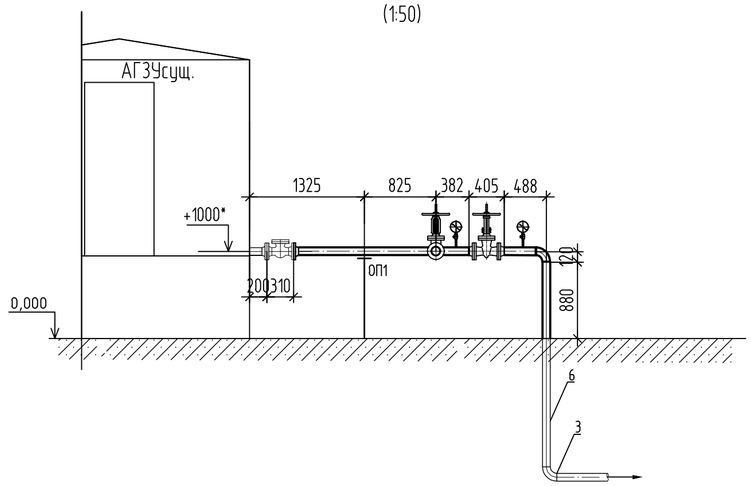
Формат А2

План
(1:50)





1-1
(1:50)



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-04	Задвижка клиновая ручного управления	2	57,0	
		в комплекте с фланцами			
		ЗКЛ 80-4,0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-8-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
2	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	2	3,0	
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 ХЛ			
3	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	2	3,0	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 ХЛ НП			
4	ТТТ-01.02.04-02	Тройник из стали класса прочности К52			
		тройник Т4 89х8 К52 УХЛ НП	1	2,7	
5	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	4,6	15,98	
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
6	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	6,0	15,98	
		с наружным двухслойным			
7		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
8	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	3	0,48	
10	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	3	0,01	
б/п	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной	4		
		и праймером на 1стык			
		450х2.4х89			

1. АГЗУ существующая.
2. Общие данные см. черт. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-004_1.
3. Для надземных участков трубопроводов и арматуры предусмотрена тепловая изоляция толщиной 80мм. Тепловая изоляция условна не показана, объемы заложены в спецификации.
4. * - Размеры уточнить при монтаже.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-01-ГЧ-004			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин №138. Четвертая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			07.2022		П	4	
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Узел запорной арматуры	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			07.2022				

Согласовано

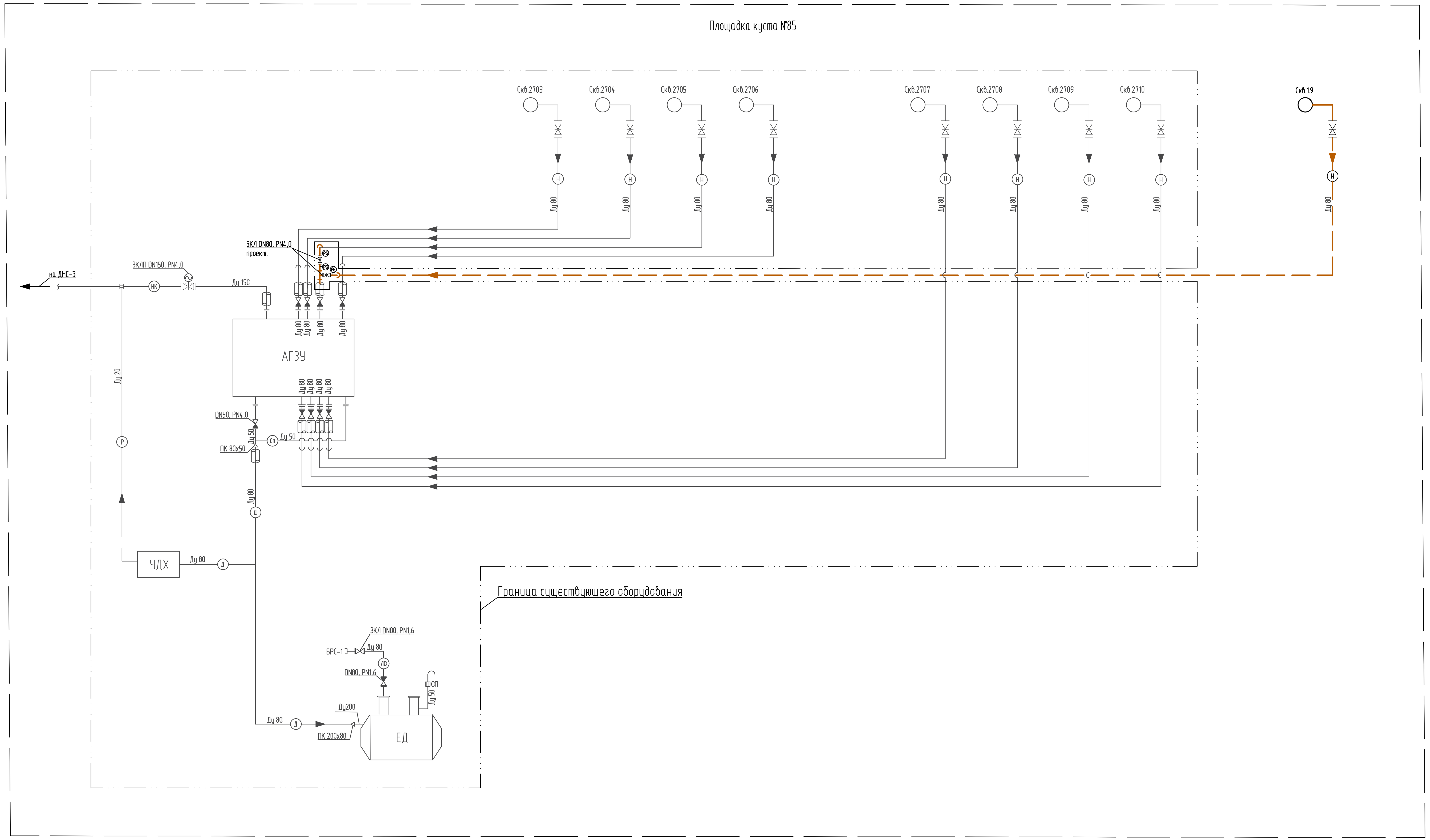
Взам. инв. №

Подп. и дата

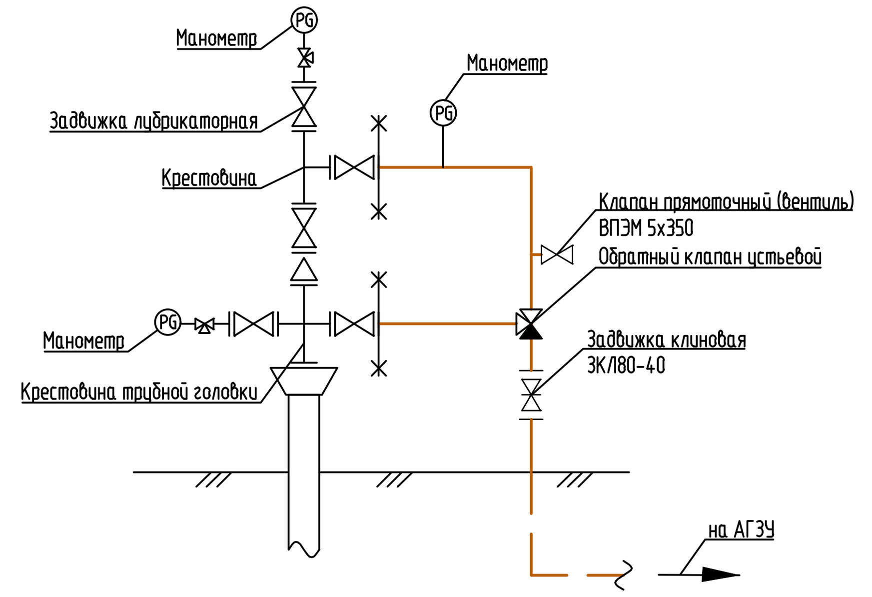
Инв. № подл.

Копировал

А2



Обвязка добывающих скважин



Перечень оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Существующее оборудование		
Скв.2703...2710	Скважина добывающая	8	
АГЗУ	Замерная установка на 8 подключений	1	
ЕД	Дренажная емкость	1	
УДХ	Установка дозирования химреагента	1	
	Проектируемое оборудование		
Скв.№1.9	Скважина добывающая №1 (по порядку)	1	

* при вводе в эксплуатацию проектируемой скважины №1, существующая скважина №2705 будет переведена под нагнетание

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Существующие объекты
скв.	Устьевая арматура скважины добывающей
ЛО	Линия откачки из дренажной емкости
НК	Нефтегазосборный коллектор
Сп	Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
Д	Трубопровод дренажный
Т7	Трубопровод пропарки дренажной емкости
Ш1	Трубопровод дыхательный дренажной емкости
	Трубопровод в теплоизоляции
	Переход
	Задвижка клиновая с электроприводом
	Задвижка клиновая
	Клапан обратный
	Отвод
	Граница проектирования
	Клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем
	Проектируемое оборудование
	Быстроразъемное соединение
	Система для ввода химического реагента
	Проектируемые объекты
	Добывающая скважина
Н	Трубопровод выкидной
	Вентиль для отбора проб
	Клапан
	Задвижка клиновая

Согласовано

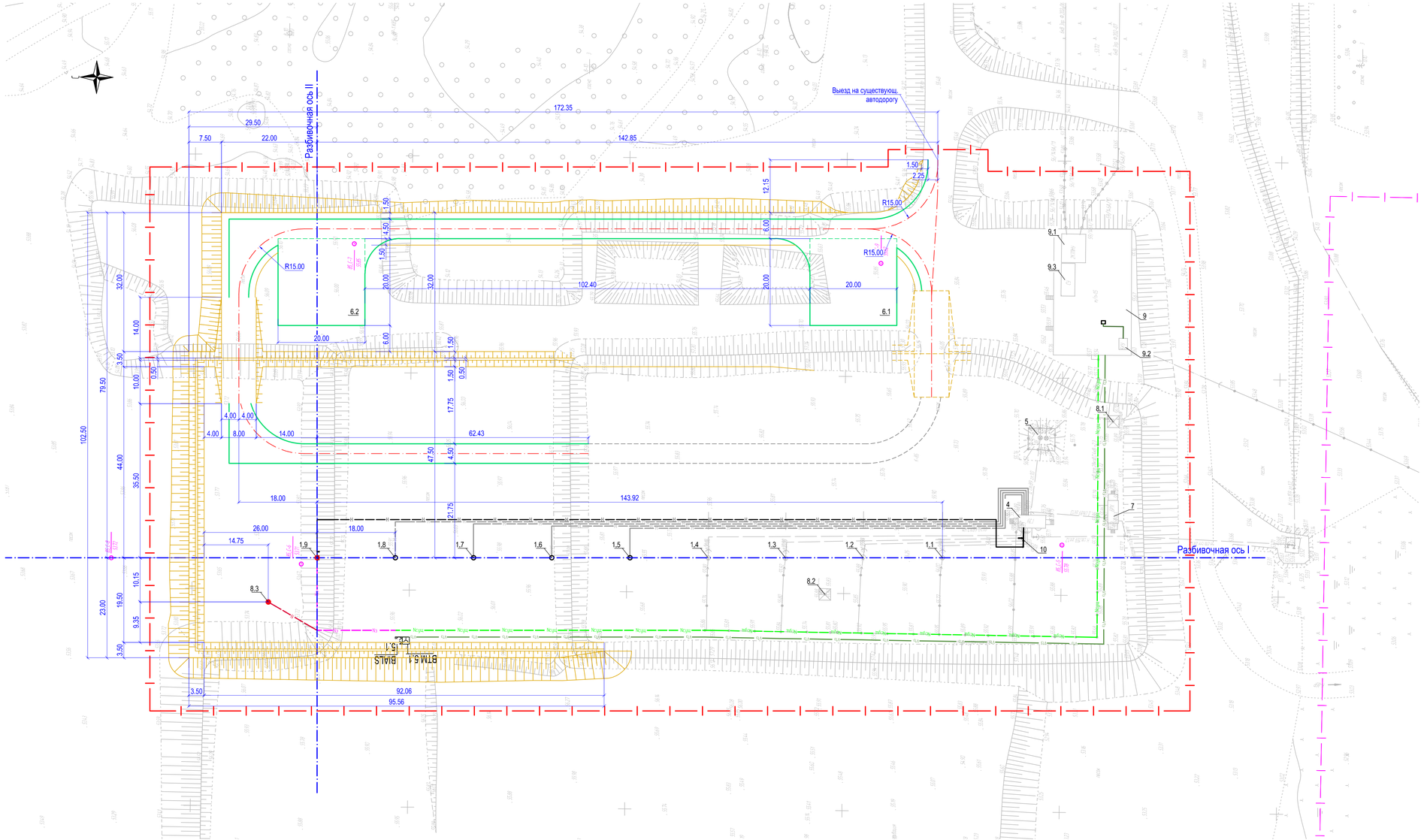
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	N док.		Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-001
Разраб.		Левикова			092022	Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений
Проверил		Венжик			09.2022	Куст скважин №85. Вторая очередь — Стадия: П; Лист: 1; Листов: 4
Н.контр.		Годжаев			09.2022	Схема технологическая принципиальная — ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"
ГИП		Мухитдинов			09.2022	

Формат А2х3



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1-1.8	Устье добывающей скважины	-
4	АГЗУ	-
5	Емкость дренажная	-
7	БРХ	-
8.1-8.2	Прожекторная мачта	-
9	Площадка СУ и ТМПН	-
9.1	2КТПНУ	-
9.2	БКУ	-
9.3	СУ	-
	Проектируемые сооружения	
	3 этап строительства	
6.1-6.2	Площадка для стоянки пожарной техники	
	4 этап строительства	
1.9	Устье добывающей скважины	-
8.3	Осветительная установка	-
10	УЗА №1	-

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Граница освоения земельного участка
	Граница долгосрочной аренды
	Демонтаж зданий и сооружений
	Здание и сооружение
	Проезжая часть
	Проектируемый нефтепровод
	Кабельная линия на существующей эстакаде
	Кабельная линия на кабельной эстакаде
	Кабель охранно-пожарной сигнализации.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н. контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-002_0

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.

4 этап
Куст скважин №85. Вторая очередь

Стадия	Лист	Листов
П	2	

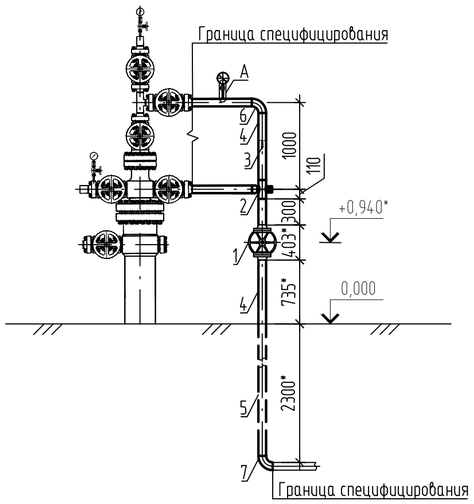
План технологических трубопроводов.
М 1:500

ООО ЭПЦ
"Трубопроводсервис"

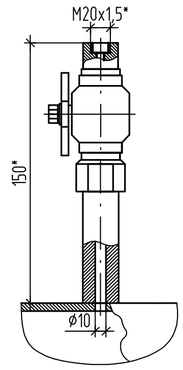
Формат А3х3

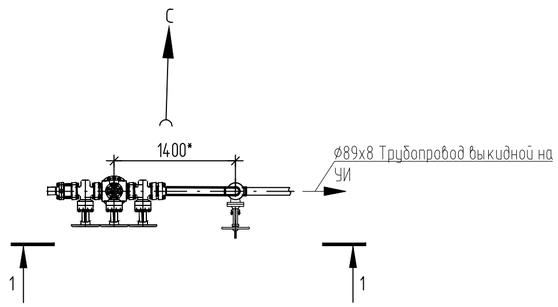
Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. №

1-1



А (1:20) поз.8





Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	1	57	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 80-4.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-			
		8 К52-IIА-Т3-ХЛ-нС-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12.0	комп.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		210АФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0.83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.2	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
5	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	2.5	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
6	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ			
7	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП			
8		Закладная конструкция в составе:			
	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0,48	
	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 РN16.0МПа	1	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,01	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
9		450х1.5х89	2		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-003

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

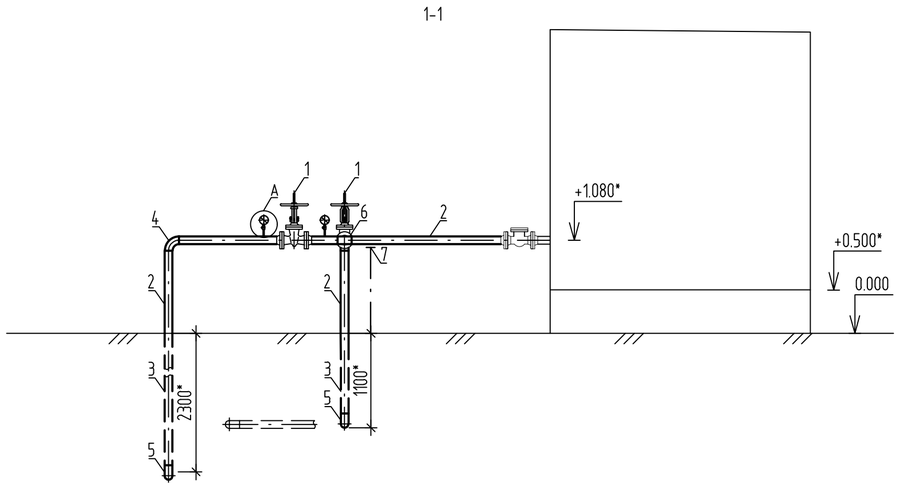
Куст скважин № 85. Вторая очередь

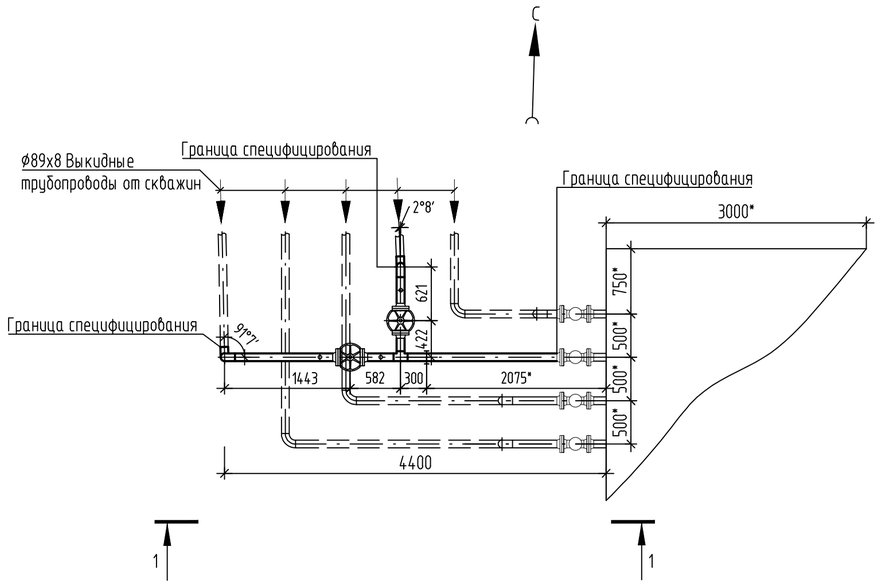
Стадия	Лист	Листов
П	3	

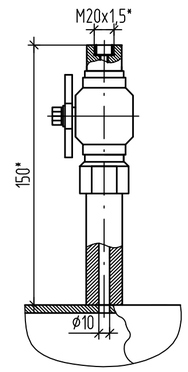
Обвязка устья добывающей скважины. План. Разрез 1-1. М 1:50

ООО ЗПЦ "Трубопроводсервис"

Формат А2







Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	2	57	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 80-4.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-			
		8 К52-IIА-Т3-ХЛ-нС-В3			
2	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	6.0	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
3	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.5	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
4	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	2	3.0	
		класса прочности К52			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ			
5	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	2	3.0	
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП			
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Тройник из стали класса прочности К52			
6		Тройник Т4 89х8 К52 УХЛ	1	2.7	
	ОСТ 36-146-88	Опоры			
7		89-КХ-А11-09Г2С	1	2,2	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
8		450х1.5х89	4		
9		Закладная конструкция в составе:			
	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	3	0,48	
	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 РN16.0МПа	3	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	3	0,01	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-02-ГЧ-004

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин № 85. Вторая очередь

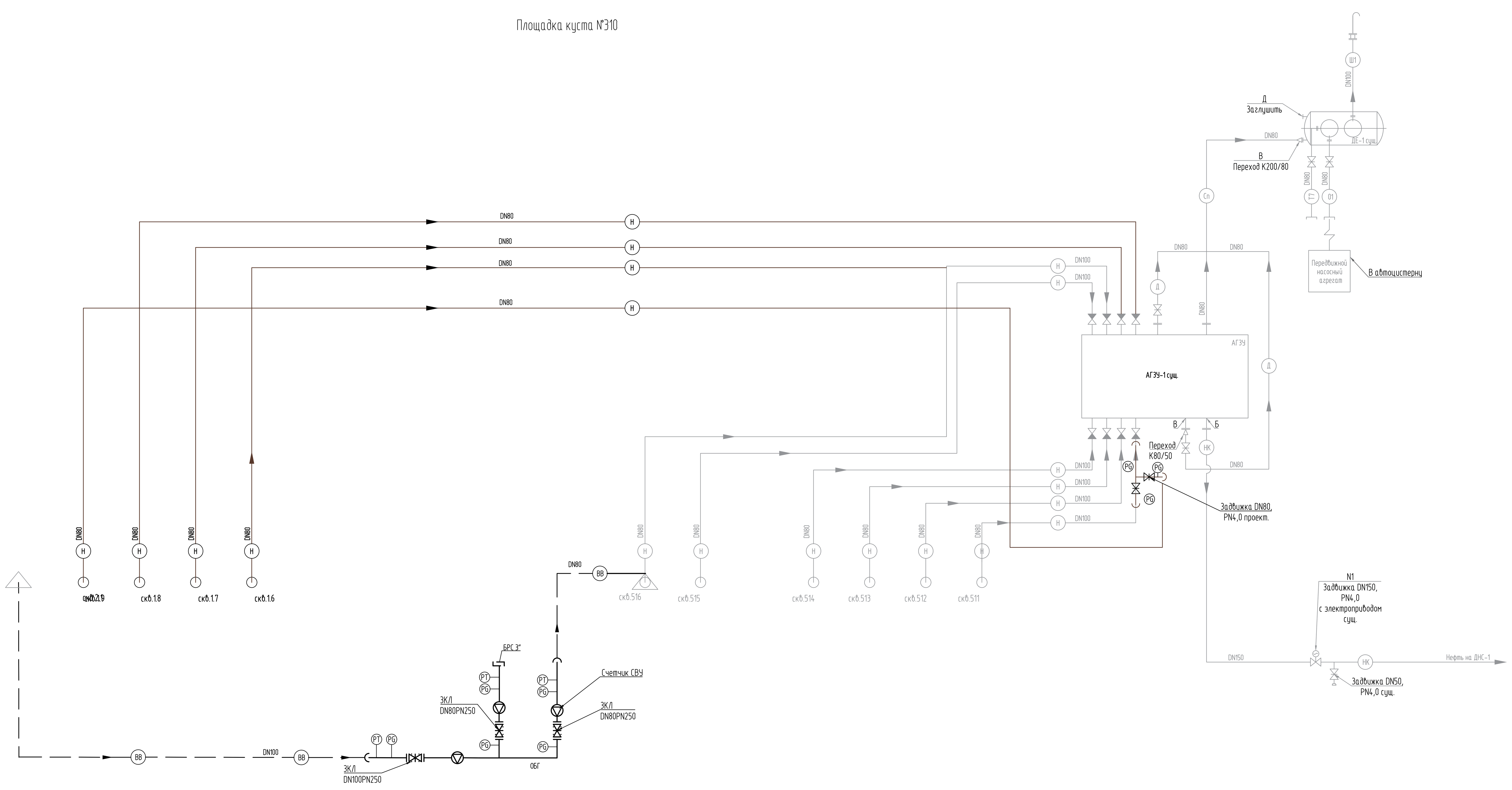
Стадия	Лист	Листов
П	4	

Узел запорной арматуры. План. Разрез 1-1. М 1:50

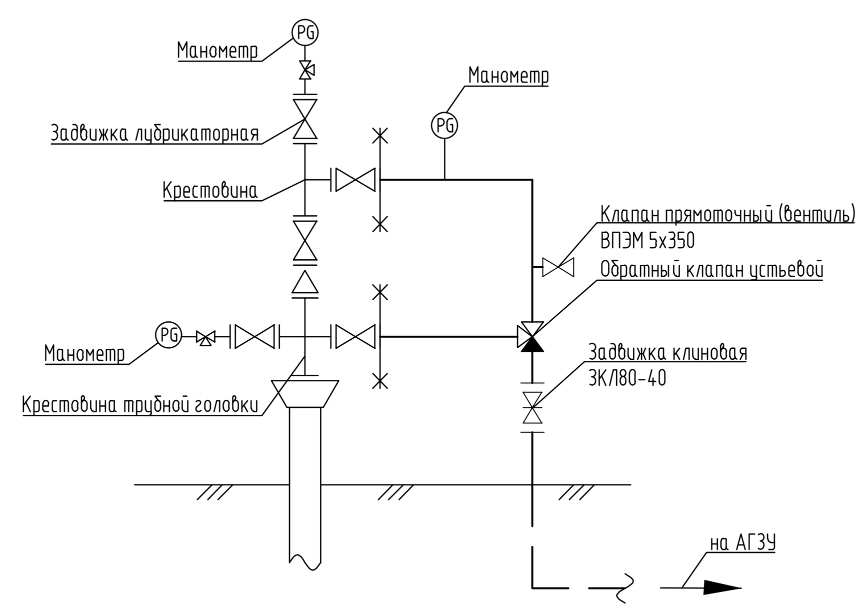
ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Формат А2

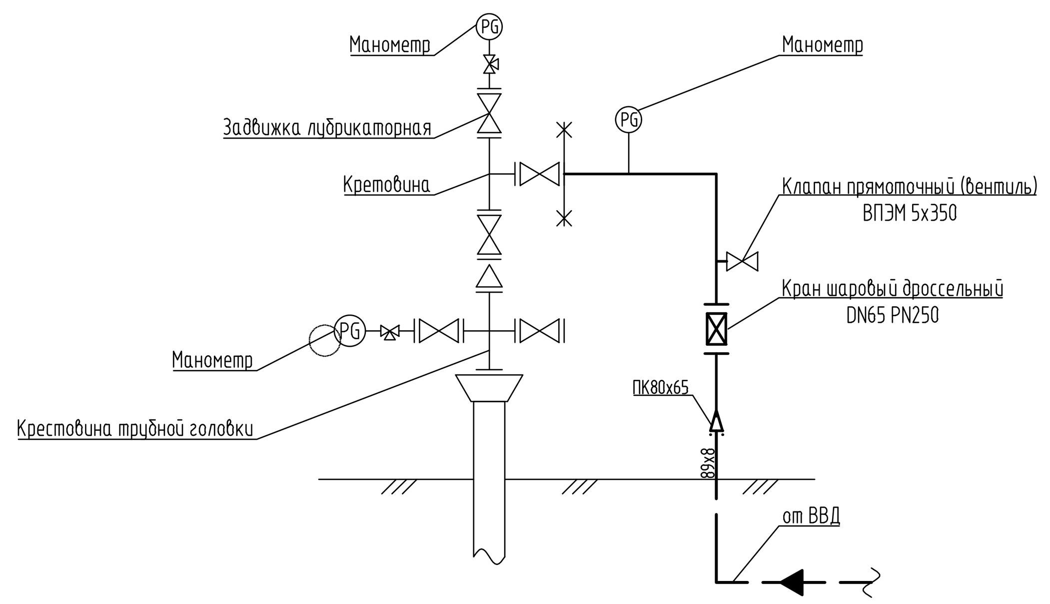
Площадка куста №310



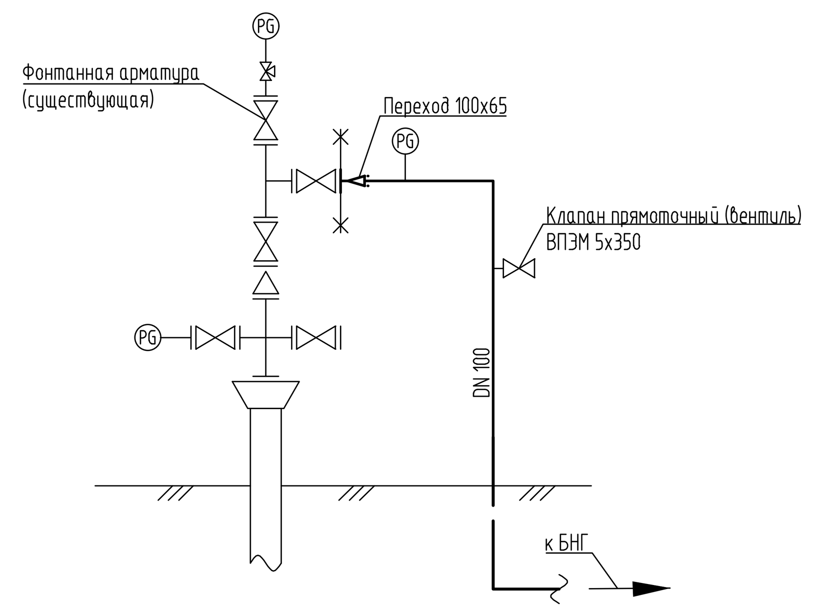
Обвязка добывающих скважин



Обвязка нагнетательной скважины после отработки на нефть



Обвязка водозаборной скважины



Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
		Существующее оборудование			
Скв.NN°511-515		Скважина добывающая	6		сущ.
АГЗУ-1	ИУ(Б)-4-8-400-800-Д-В-Т-М-2--К-ХЛ1-БКУ-СО	Замерная установка на 8 подключений	1		сущ.
ДЕ-1		Дренажная емкость V=8 м3	1		сущ.
		Проектируемое оборудование			
Скв.N1.6-1.9		Скважина добывающая	4		проект.
Скв.N515		Скважина нагнетательная			
		после отработки на нефть	1		проект.
Скв.N2.1		Скважина водозаборная	1		проект.
БГ		Блок гребенок	1		проект.

Условные обозначения

—(Н)—	Трубопровод выкидной проектируемый
—(Н)—	Трубопровод выкидной ранее запроектированный
—(ВВ)—	Высоконапорный водовод проектирекмый
—(Ш)—	Трубопровод дыхательный дренажной емкости
—(Д)—	Трубопровод дренажный
—(Сп)—	Трубопровод сброса газа с предохранительных клапанов АГЗУ
—(01)—	Трубопровод откачки из дренажной емкости
—(Т7)—	Трубопровод пропарки дренажной емкости
	Дыхательная линия
	Добывающая скважина
	Нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
	Водозаборная скважина
	Задвижка клиновая
	Счетчик СВУ
	Вентиль для отбора проб
	Клапан обратный устьевой

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиразетдинова			07.2022
Пров.		Венжик			07.2022
Н.контр.		Годжаев			07.2022
ГИП		Мухитдинов			07.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-001

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №310. Вторая очередь.

Стадия	Лист	Листов
П	1	

Схема технологическая принципиальная

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Формат А2х3

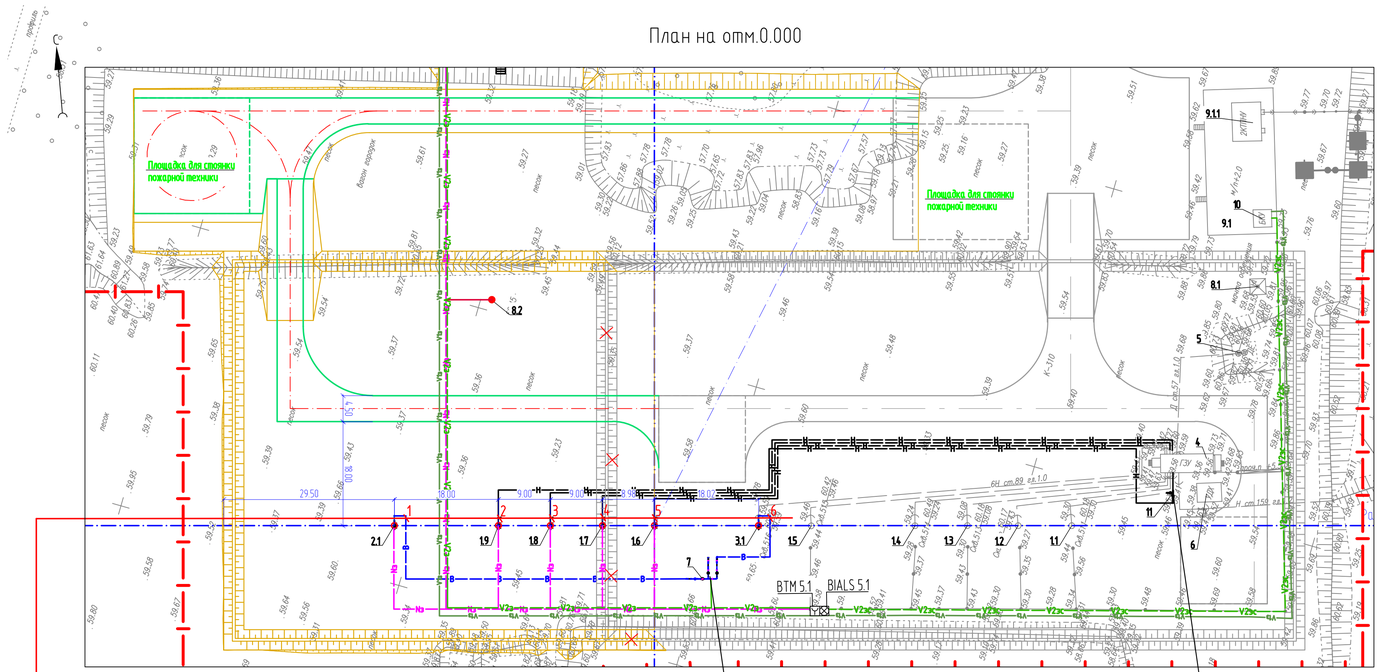
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

План на отм.0.000



1. 114х12 Высоконапорный водовод от водозаборной скважины L=65м
2. 89х8 выкидной трубопровод от скважины №5, L=144,7м
3. 89х8 выкидной трубопровод от скважины №4, L=124,2м
4. 89х8 выкидной трубопровод от скважины №3, L=113,6м
5. 89х8 выкидной трубопровод от скважины №2, L=98,3м
6. 89х8 Высоконапорный водовод на скважину №1 после отработки на нефть, L=20,5м

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Граница освоения земельного участка
	Граница долгосрочной аренды
X=157.53 Y=208.47	Координаты привязки по МСК (мировой системе координат)
	Демонтаж зданий и сооружений
	Здание и сооружение
	Проезжая часть
	Эстакада кабельная
	Покрытие подъезда и площадки для стоянки пож техники (Тип 1)
	Покрытие проездов на кустовой площадке (Тип 1)
	Укрепление откосов

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1-15	Устье добывающей скважины	-
4	АГЗУ	-
5	Емкость дренажная	-
6	УДХ	-
8.1	Прожекторная мачта	-
9.1	Площадка под 2КТПНУ, СУ и ТМПН, БКУ	-
9.1.1	2КТПНУ	-
10	БКУ	-
	Проектируемые сооружения	
	6 этап строительства	
8.2	Прожекторная мачта	-
9.2	Площадка под КТПН, СУ и ТМПН	-
9.2.1	КТПН №2	-
	7 этап строительства	
3.1	Устье нагнетательной скважины N 1 (по порядку)	-
	8 этап строительства	
1.6	Устье добывающей скважины №2 (по порядку)	-
	9 этап строительства	
1.7	Устье добывающей скважины №3 (по порядку)	-
	10 этап строительства	
1.8	Устье добывающей скважины №4 (по порядку)	-
	11 этап строительства	
1.9	Устье добывающей скважины №5 (по порядку)	-
11	Узел запорной арматуры	
	12 этап строительства	
2.1	Устье водозаборной скважины (по порядку)	-
7	Блок напорной гребёнки	-

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Сиразетдинова			09.2022
Проверил		Веникк			09.2022
Н. контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-002

Обустройство дополнительных скважин Вынгаякинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №310. Вторая очередь.

Стадия	Лист	Листов
П	2	

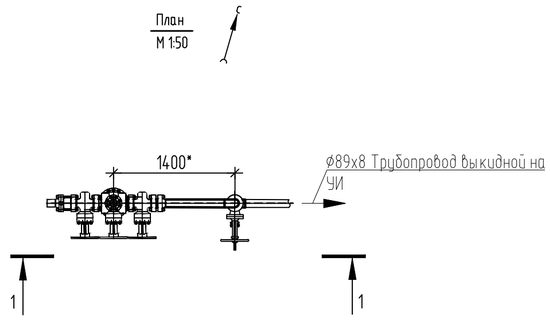
План трубопроводов (1:500)

ООО ЗПЦ "Трубопроводсервис"

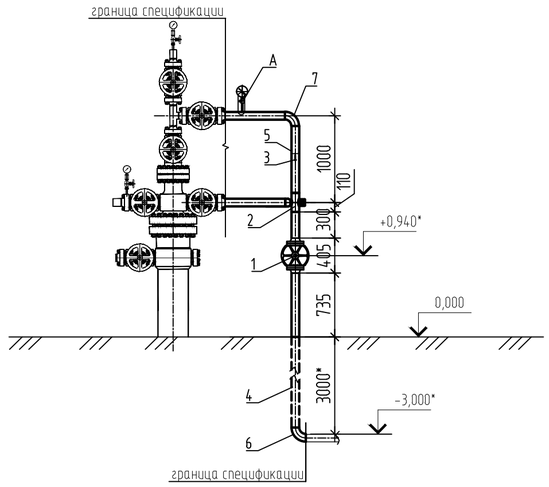
Копировал

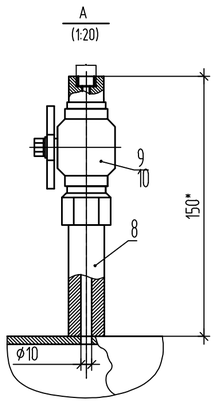
А3х3

План
М 1:50



1-1





Спецификация оборудования

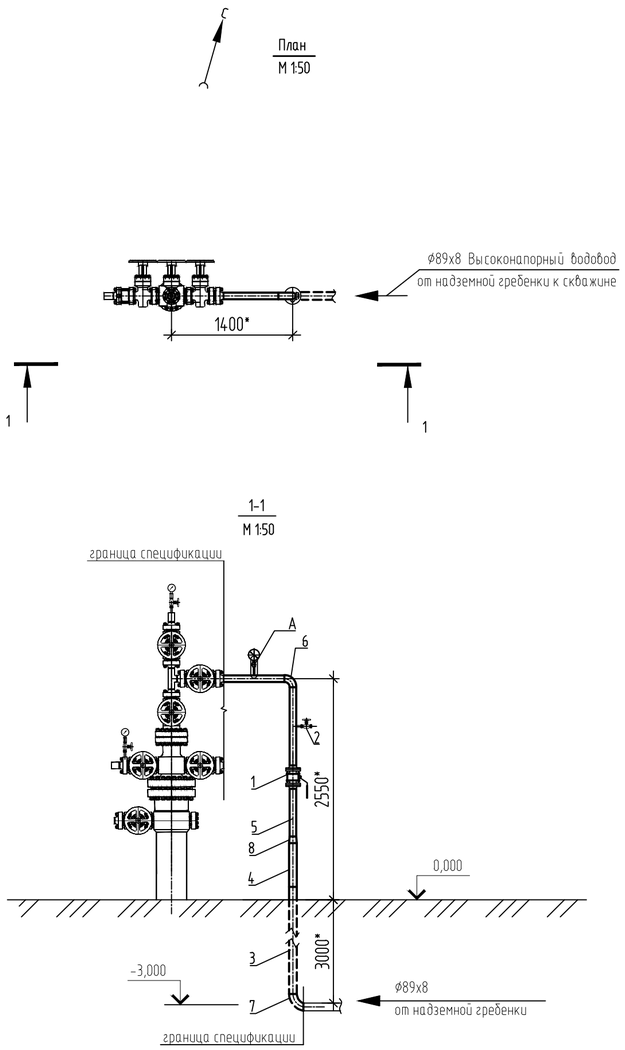
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-04	Задвижка клиновая ручного управления	1	57,0	Копл.
		в комплекте с фланцами			
		ЗКЛ 80-4,0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-8-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12,0	Копл.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		21ОАФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0,83	
		ВПЗМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,0	15,98	
		с наружным трехслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
5	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,2	15,98	
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
6	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		с наружным трехслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП			
7	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л			
		Закладная конструкция в составе:			
8	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0.48	
9	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 PN16.0МПа	1	0.97	
10	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
б/п	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной	2		
		и праймером на 1 стык			
		450х2.0х89			

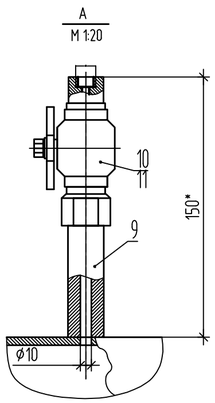
Общие указания

1. Расположение добывающих скважин на кустовой площадке см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-003_0.dw3.
2. Схему технологическую принципиальную кустовой площадки см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-003_0.dw2.
3. Общие данные см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-003_0.dw1.
4. Обвязка устья скважины для проектируемых скважин одинаковая.
5. * Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки..
6. За отм. 0.000 принята планировочная отметка верха площадки.

Изм.	Колуч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-003			
						«Обустройство Крайнего месторождения. Куст скважин N320»			
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин N310. Вторая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			07.2022		П	3	
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Обвязка устья добывающей скважины	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			07.2022				

Формат А2





Спецификация оборудования

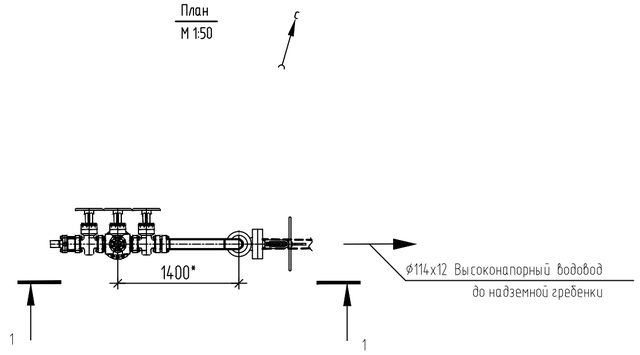
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1		Кран шаровый дроссельный со сменными	1	20,0	в комплекте с фланцами
		штуцерами с фланцами			и крепежом
		Т-КШф.д. - 65х25ст			
2		Вентиль прямоточный для отбора проб	1	0,85	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
3	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,0	15,98	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные			
4		Труба б/ш 4 89х8 К52	0,6	15,98	
5		Труба б/ш 4 76х6 К52	2,2	13,42	
6	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	1,7	
		ОК4 90-76х6-1,5D К52 Х/Л			
7	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП			
8	ТТТ-01.02.04-02	Переход	1	5,1	
		ПК4 89х8-76х6-К52 Х/Л			
		Закладная конструкция МК40-200П:			
9		Бобышка БП32-М20х1,5-100	1	0.48	
10	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0МПа	1	0.97	
11	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
		Манжета с замковой пластиной			
		и праймером на 1стык			
б/п		450х2.0х89	2		

1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2. Обвязка устья для проектируемых нагнетательных скважин одинаковая.
3. План расположения площадки см. марку ГП.
4. Строительные конструкции опор см. марку АС.
5. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки.

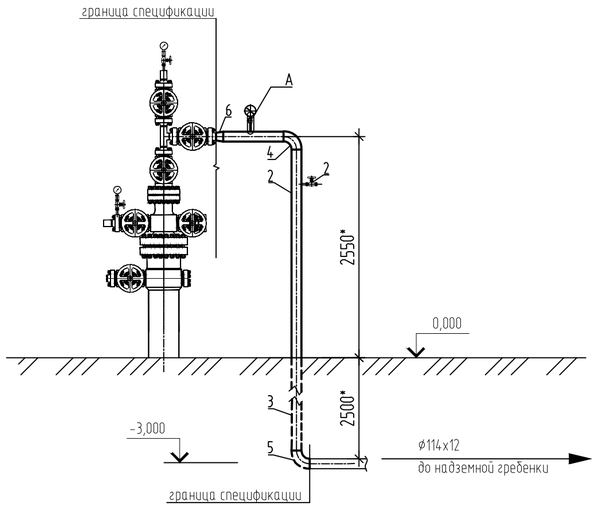
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-004			
						«Обустройство Крайнего месторождения. Куст скважин N°320»			
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин N°310. Вторая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			07.2022		П	4	
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Обвязка устья нагнетательной скважины	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			07.2022				

Формат А2

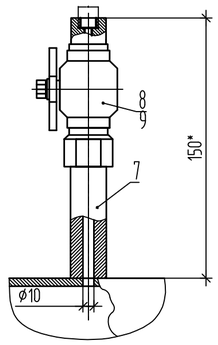
План
М 1:50



1-1
М 1:50



А
М 1:20



Спецификация оборудования

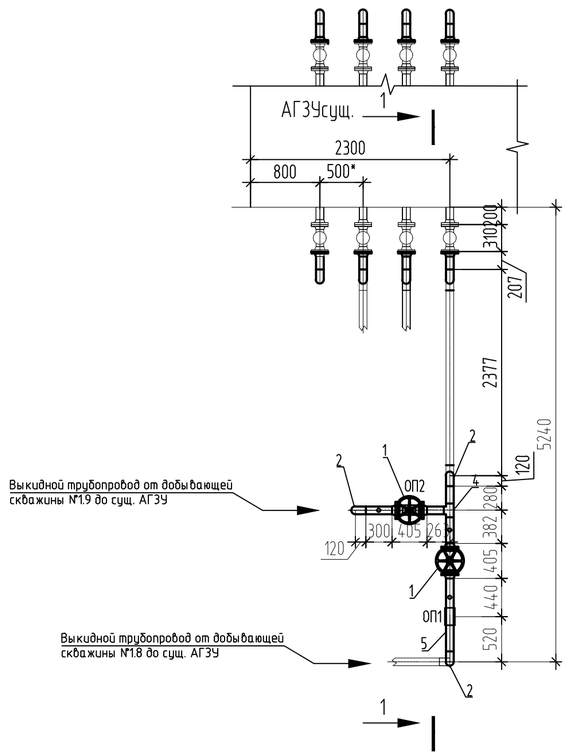
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1		Вентиль прямоточный для отбора проб	1	0,85	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
2		Труба б/ш 4 114х12 К52	3,0	30,19	
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
3		Труба б/ш 4 114х12 К52 НП	2,5	30,19	
	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые			
4		ОК4 90-114х12-1,5D К52 ХЛ	1	9,1	
5	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-114х12-1,5D К52 ХЛ	1	9,1	
6	ТТТ-01.02.04-02	Переход			
		Переход ПК4 114х12-76х6 К52 ХЛ	1	6,5	
		Закладная конструкция МК40-200П:			
7		Бобышка БП32-М20х1,5-100	1	0.48	
8	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0МПа	1	0.97	
9	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
		Манжета с замковой пластиной			
		и праймером на 1стык			
б/п		450х1.5х114	2		

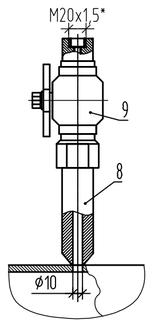
1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2. План расположения площадки см. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-005_0.003.
3. Схему технологическую принципиальную кустовой площадки см. чертеж ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-005_0.002
4. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-005		
						«Обустройство Крайнего месторождения. Куст скважин N320»		
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин N310. Вторая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			07.2022		П	5	
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Обвязка устья водозаборной скважины	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			07.2022				

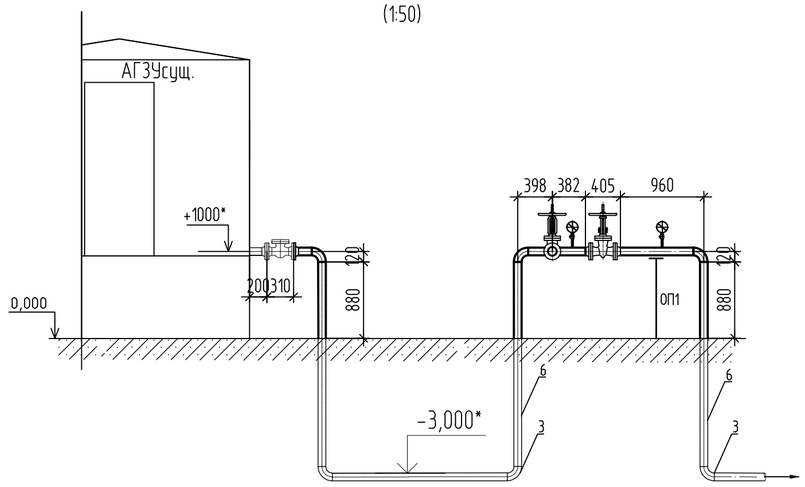
Формат А2

План
(1:50)





1-1
(1:50)



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-04	Задвижка клиновая ручного управления	2	57,0	
		в комплекте с фланцами			
		ЗКЛ 80-4,0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-8-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
2	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	6	3,0	
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 ХЛ			
3	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	4	3,0	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 ХЛ НП			
4	ТТТ-01.02.04-02	Тройник из стали класса прочности К52			
		Т4 89х8 К52 УХЛ НП	1	2,7	
5	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	5,1	15,98	
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
6	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	12	15,98	
		с наружным двухслойным			
7		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
8	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	3	0,48	
10	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	3	0,01	
б/п	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной	8		
		и праймером на 1стык			
		450х2.4х89			

1. АГЗУ существующая.
2. Общие данные см. черт. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-006_0.001.
3. Для надземных участков трубопроводов и арматуры предусмотрена тепловая изоляция толщиной 80мм. Тепловая изоляция условна не показана, объемы заложены в спецификации.
4. * - Размеры уточнить при монтаже.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

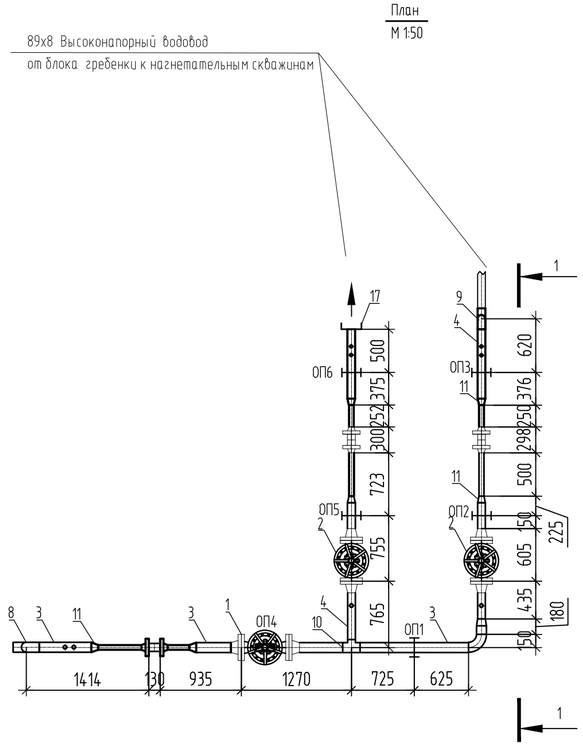
Инв. № подл.

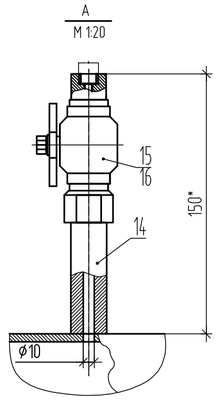
						ННГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-005	
						«Обустройство Крайнего месторождения. Куст скважин №320»	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Ярмухаметова			07.2022	Куст скважин №310. Вторая очередь.	Стадия: П; Лист: 5; Листов:
Проверил		Венжик			07.2022		
Н.контр.		Годжаев			07.2022	Узел запорной арматуры	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"
ГИП		Мухитдинов			07.2022		

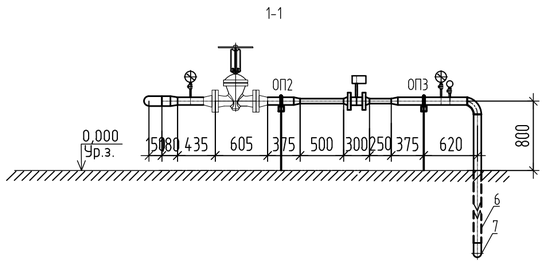
Копировал

А2

План
М 1:50







1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2. План расположения площадки см. марку ГП.
3. Строительные конструкции опор см. марку АС.
4. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
		Задвижка клиновая ручного управления			
		в комплекте с фланцами			
1	ТТТ-01.02-04	ЗКЛ 100-25.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-В-12-К52-IIА-Т2-ХЛ-нС	1	300,0	Компл.
2	ТТТ-01.02-04	ЗКЛ80-25.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-В-8-К52-IIА-Т2-ХЛ-нС	2	150,0	Компл.
	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные			
3		Труба б/ш 4 114х12 К52	4,6	30,19	
4		Труба б/ш 4 89х8 К52	4,1	15,98	
5		Труба б/ш 4 57х6 К52	1,5	7,55	
		Трубы стальные бесшовные			
		с наружным двухслойным покрытием			
6	ТТТ-01.02.04-01	Труба б/ш 4 89х8 К52 НП	3,0	15,98	
6.1	ТТТ-01.02.04-01	Труба б/ш 4 114х12 К52 НП	3,0	30,19	
		Отводы крутоизогнутые с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
7	ТТТ-01.02.04-02	ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП	1	3,0	
7.1	ТТТ-01.02.04-02	ОК4 90-114х12-1,5D К52 Х/Л НП	1	7,6	
		Отводы крутоизогнутые			
8	ТТТ-01.02.04-02	ОК4 90-114х12-1,5D К52 Х/Л	2	7,6	
9	ТТТ-01.02.04-02	ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л	1	3,0	
		Тройник переходный			
10	ТТТ-01.02.04-02	Тройник Т4 114х10-89х8- К52 Х/Л	1	5,0	
		Переход			
11	ТТТ-01.02.04-02	Переход ПК 89х8-57х5-К52 Х/Л	4	1,2	
		Закладная конструкция МК40-200П:			
14		Бобышка БП32-М20х1,5-100	8	0.48	
15	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0МПа	8	0.97	
16	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	8	0.01	
17		Быстроразъемное соединение, 40МПа			
		БРС 3"	1	1,0	
б/п		Опора 114-КХ-11АС	2		
б/п		Опора 89-КХ-11АС	2		
		Манжета с замковой пластиной			
		и праймером на 1стык			
б/п		450х2.4х114	2		
б/п		450х2.4х89	2		

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата
Разраб.		Ярмухаметова			09.2022
Проверил		Венжик			09.2022
Н.контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

НИГ-39-21-П-ИОС7.1-03-ГЧ-007

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин N°310. Вторая очередь.

Стадия	Лист	Листов
П	7	

Блок напорной гребенки

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Согласовано

Взам. инв.N°

Подп. и дата

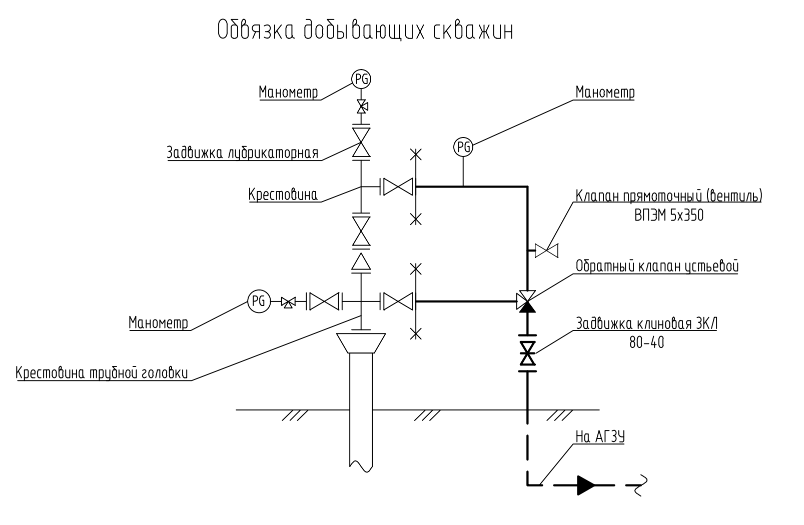
Инв.N°подл.

Копировал

А2

Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	Существующее оборудование , проектируемое в 1 и 2 очереди:				
		Скважина добывающая	15		сущ.
		Скважина добывающая	7		ликвидиров
		Скважина нагнетательная	3		сущ.
		после отработки на нефть			
		Скважина нагнетательная	2		ликвидиров
		после отработки на нефть			
АГЗУ-1		Замерная установка на 12 подключений	1		сущ.
АГЗУ-2	Мера-ММ-40-12-400	Замерная установка на m12 подключений	1		сущ.
ЕД-1	ЕП-8-2000-2400	Дренажная емкость V=8 м3	1		сущ.
ЕД-2	ЕП-8-2000-2400	Дренажная емкость V=8 м3	1		сущ.
БГ	БГ-25-80-6	Блок гребенок	1		сущ.
	Проектируемое оборудование , 3 очередь:				
Скв.N12		Скважина добывающая, оборудованная ЭЦН	1		проект.



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Н	Трубопровод выкидной существующий
Н	Трубопровод выкидной проектируемый
НК	Нефтегазосборный коллектор проектируемый
НК	Нефтегазосборный коллектор существующий
Д	Трубопровод дренажный существующий
О	Трубопровод откачки из дренажной емкости существующий
Ш1	Трубопровод дыхательный дренажной емкости существующий
ВВК	Высоконапорный водовод-коллектор существующий
ВВО	Высоконапорный водовод к скважине существующий
	Демонтируемый трубопровод
	Трубопровод в теплоизоляции
	Добывающая скважина
	Нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
	Водозаборная скважина
	Задвижка клиновая
	Огнепреградитель
	Быстроразъемное соединение
	Дыхательная линия

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Нажипов			06.21
Проверил		Венжик			06.21
Н.контроль		Годжаев			06.21
ГИП		Катин			06.21

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-001

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

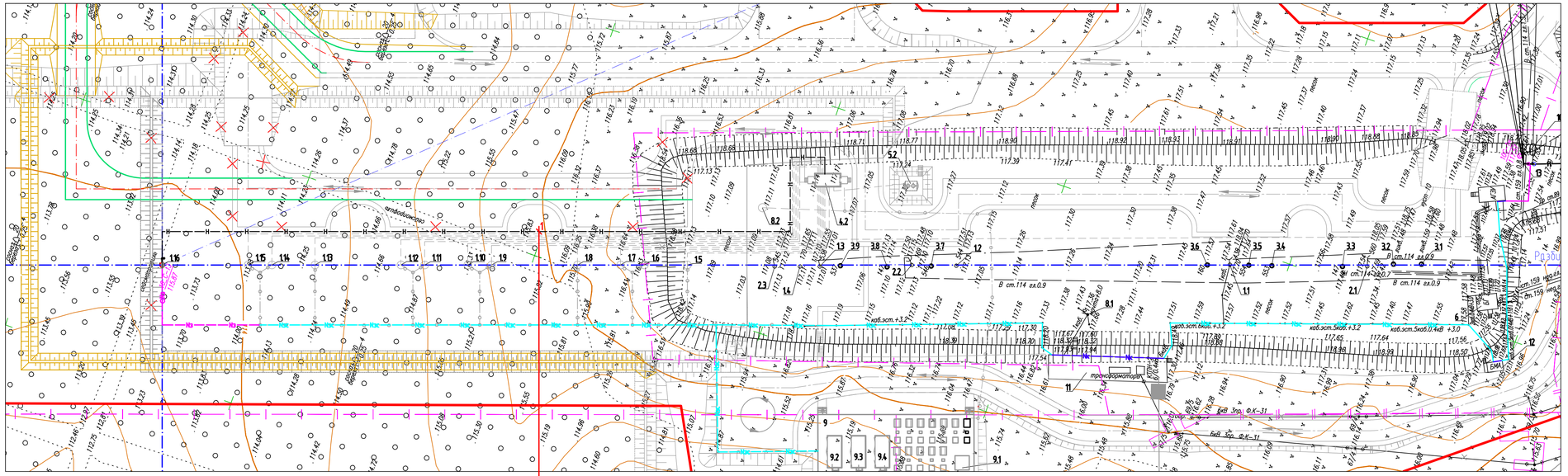
Куст скважин №10. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

Схема технологическая принципиальная

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

План
(1:500)



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1–1.4	Устье добывающей скважины	–
2.1–2.3	Устье нагнетательной скважины	–
3.1–3.9	Скважина ликвидированная	–
4.1	АГЗУ	–
5.1	Емкость дренажная	–
6	БГ	–
8.1	Мачта прожекторная	–
10	Узел запорной арматуры	–
11	Трансформаторная подстанция	–
12	БМА	–
	Ранее запроектированные объекты по проекту 1208-П-00000 "Обустройство Карамовского месторождения. Куст скважин №10. Вторая очередь"	
1.5–1.15	Устье добывающей скважины	–
4.2	АГЗУ	–
5.2	Емкость дренажная	–
8.2	Опора освещения с молниеотводом №1	–
9	Площадка электрооборудования	–
9.1	Блок местной автоматики	–
9.2	КТП №3	–
9.3	КТП №4	–
9.4	КТП №5	–
	Проектируемые сооружения	
	15 этап строительства	
1.16	Устье добывающей скважины № 1 (по порядку)	–
	16 этап строительства	
13	Узел запорной арматуры №1	–

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Нажипов			06.21
Проверил		Венжик			06.21
Н.контроль		Гобжаев			06.21
ГИП		Капин			06.21

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-002

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №10. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	2	

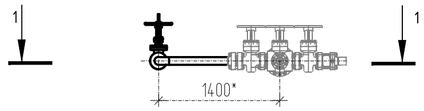
План трубопроводов (1:500)

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

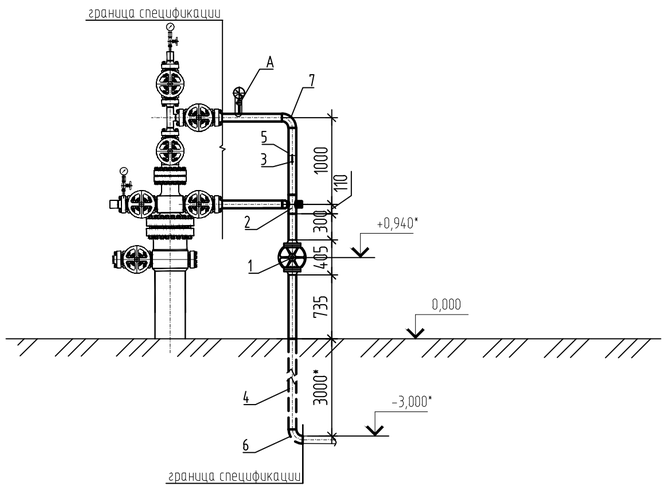
Копировал

А3х3

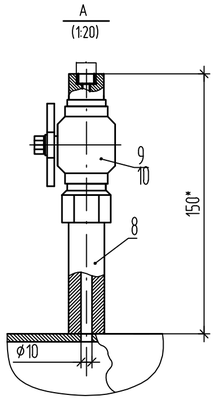
План
(1:50)



1-1



A
(1:20)



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-04	Задвижка клиновая ручного управления	1	57,0	Копл.
		в комплекте с фланцами			
		ЗКЛ 80-4,0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-8-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12,0	Копл.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		21ОАФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0,83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,0	15,98	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
5	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,2	15,98	
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
6	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		с наружным трехслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП			
7	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л			
		Закладная конструкция в составе:			
8	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0.48	
9	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 PN16.0МПа	1	0.97	
10	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
б/п	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной	2		
		и праймером на 1 стык			
		450х2.0х89			

1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.

2. Обвязка устья для проектируемых скважин одинаковая.

2 План расположения площадки см. марку ГП.

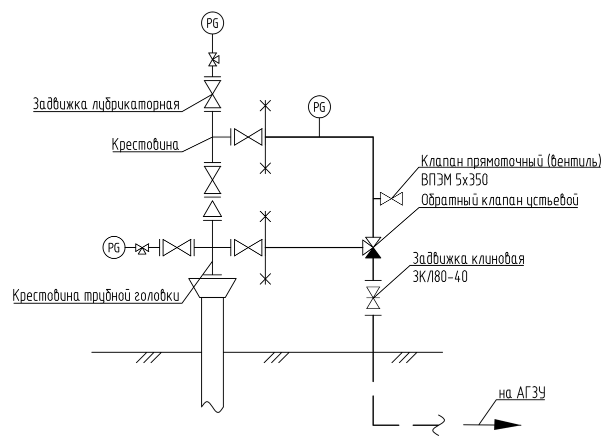
3 Строительные конструкции опор см. марку АС.

4 * - Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки.

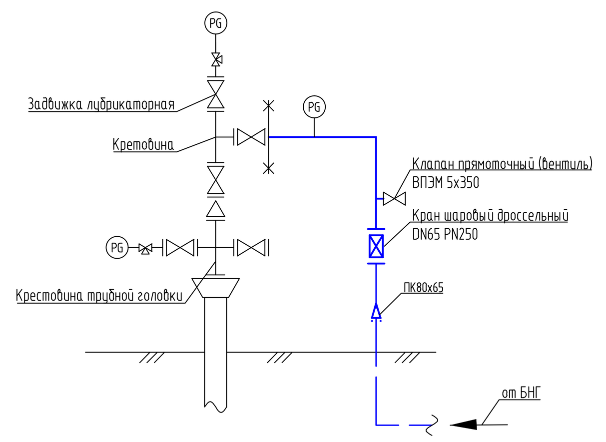
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-04-ГЧ-003			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Нажипов			09.2022	Куст скважин N°10. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.2022		П	3	
Н.контр.		Годжаев			09.2022	Обвязка устья добывающей скважины	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			09.2022				

Формат А2

Обвязка добывающих скважин



Обвязка нагнетательных скважин после отработки на нефть



Перечень элементов

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Существующее оборудование		
б/п	Устьевая арматура добывающей скважины	8	
б/п	Устьевая арматура нагнетательной скважины	3	
АГЗУ-1	Замерная установка АГЗУ 40-8-800	1	
ЕД-1	Дренажная емкость	1	V=12,5 $м^3$
БГ	Блок гребенки на 4 входа	1	
	Проектируемое оборудование		
АГЗУ-2	Замерная установка АГЗУ 40-8-400	1	
АГЗУ-3	Замерная установка АГЗУ 40-8-400	1	
ЕД-2, ЕД-3	Дренажная емкость	2	V=12,5 $м^3$
б/п	Узел подключения	2	
б/п	Устьевая арматура добывающей скважины	11	
б/п	Устьевая арматура нагнетательной скважины	2	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
Н	Трубопровод выкидной
НК	Нефтегазосборный трубопровод
Д	Трубопровод дренажный
ВВД	Проектируемый высоконапорный водовод
	Существующий трубопровод
	Клапан обратный
	Добывающая скважина
	Нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
	Вентиль для отбора проб
	Клапан обратный устьевой
	Дроссель с обратным клапаном
	Клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем
	Задвижка клиновая с э/приводом
	Задвижка клиновая
	Счетчик жидкости

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Нажипов			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-001

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №108. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	1	10

Схема технологическая принципиальная

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Копировал А1х3

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

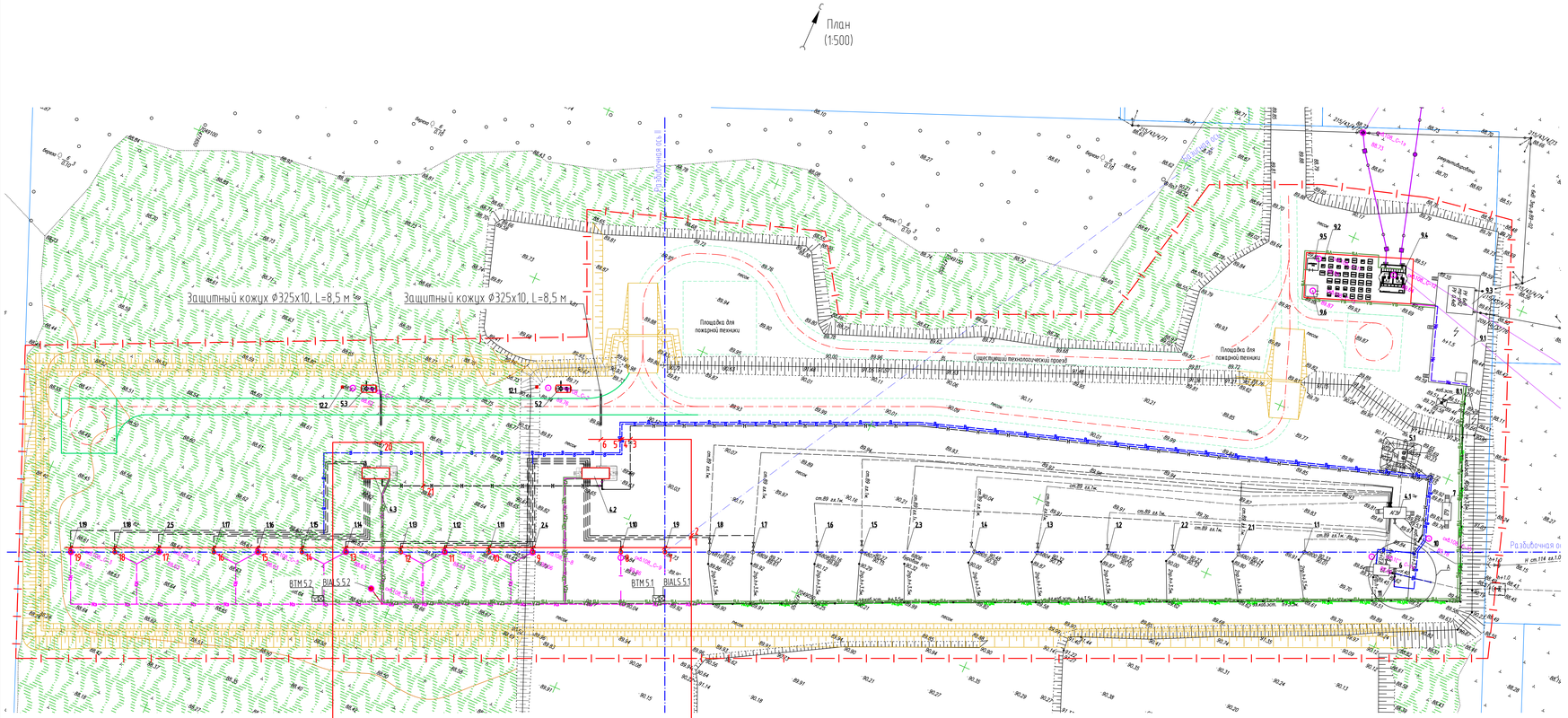
Инв. № подл.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Граница освоения кустовой площадки
	Здание и сооружение
	Проезжая часть
	Проектируемая ВЛ 6 кВ
	Кабельная линия в траншеи
	Кабельная линия в электротехническом коробе
	Кабельная линия на кабельной эстакаде
	Проектируемый водовод
	Проектируемый нефтепровод

ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

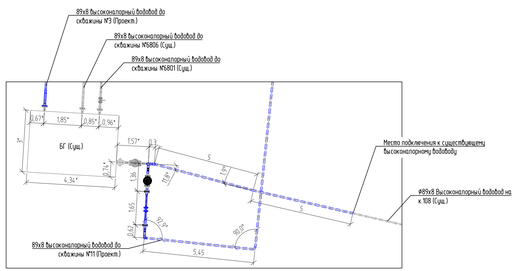
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1-1.8	Устье добывающей скважины	
2.1-2.3	Устье нагнетательной скважины	
4.1	АГЗУ	
5.1	Дренажная емкость	
6	БГ	
7	Бытовое помещение	
8.1	Прожекторная мачта	
9.1	Площадка под КТПН, БКУ, СУ и ТМПН	
9.3	КТПН №1	
	Проектируемые сооружения	
	18 этап строительства	
9.2	Площадка под КТПН, БКУ, СУ и ТМПН	
9.4	КТПН №2	
	20 этап строительства	
1.9	Устье добывающей скважины №1 (по порядку)	
4.2	Установка измерительная (АГЗУ)	
5.2	Дренажная емкость	
9.5	Блок контроля и управления	
10	Узел запорной арматуры №1	
12.1	Молниеотвод	
	21 этап строительства	
1.10	Устье добывающей скважины №2 (по порядку)	
	22 этап строительства	
2.4	Устье нагнетательной скважины №3 (по порядку)	
	23 этап строительства	
1.11	Устье добывающей скважины №4 (по порядку)	
	24 этап строительства	
1.12	Устье добывающей скважины №5 (по порядку)	
	25 этап строительства	
1.13	Устье добывающей скважины №6 (по порядку)	
	26 этап строительства	
1.14	Устье добывающей скважины №7 (по порядку)	
	27 этап строительства	
1.15	Устье добывающей скважины №8 (по порядку)	
4.3	Установка измерительная (АГЗУ)	
5.3	Дренажная емкость	
8.2	Осветительная установка	
9.6	Блок контроля и управления	
12.2	Молниеотвод	
	28 этап строительства	
1.16	Устье добывающей скважины №9 (по порядку)	
	29 этап строительства	
1.17	Устье добывающей скважины №10 (по порядку)	
	30 этап строительства	
2.5	Устье нагнетательной скважины №11 (по порядку)	
11	Узел запорной арматуры №2	
	31 этап строительства	
1.18	Устье добывающей скважины №12 (по порядку)	
	32 этап строительства	
1.19	Устье добывающей скважины №13 (по порядку)	



14	89х8 выкидной трубопровод от скважины №8, L=38,5 м
15	89х8 выкидной трубопровод от скважины №9, L=50,1 м
16	89х8 выкидной трубопровод от скважины №10, L=61,6 м
17	89х8 выкидной трубопровод от скважины №11, L=76,1 м
18	89х8 выкидной трубопровод от скважины №12, L=92,1 м
19	89х8 выкидной трубопровод от скважины №13, L=106,7 м
20	89х5 дренажный трубопровод от АГЗУ-3, L=40,5 м
21	114х6 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-3 (площадочные сети), L=61,9 м

1	89х8 выкидной трубопровод от скважины №6810, L=49,3 м
2	89х8 выкидной трубопровод от скважины №6809, L=60,4 м
3	159х6 Нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-2 (площадочные сети), L=263,7 м
4	89х8 высоконапорный водовод до скважины №3, L=315,9 м
5	89х8 высоконапорный водовод до скважины №11, L=423,3 м
6	89х5 дренажный трубопровод, L=40,5 м
7	89х8 выкидной трубопровод от скважины №1, L=41,5 м
8	89х8 выкидной трубопровод от скважины №2, L=30,0 м
9	89х8 выкидной трубопровод от скважины №3, L=39,2 м
10	89х8 выкидной трубопровод от скважины №4, L=51,1 м
11	89х8 выкидной трубопровод от скважины №5, L=66,2 м
12	89х8 выкидной трубопровод от скважины №6, L=79,7 м
13	89х8 выкидной трубопровод от скважины №7, L=90,2 м

А
(1:100)



							ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-002		
							Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разработал		Нажилов			09.22		Куст скважин №108. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.22			П	2	
Н.контроль		Гаджаев			09.22		План технологических трубопроводов (1:500)	ООО ЗПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мичитдинов			09.22					

Копировал

А2х3

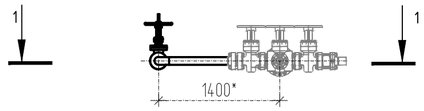
Согласовано

Взам. инв. №

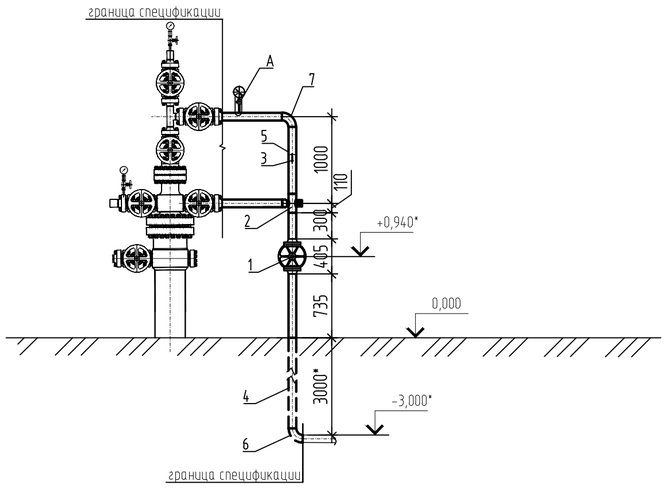
Подп. и дата

Инв. № подл.

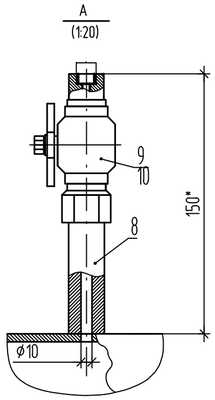
План
(1:50)



1-1



A
(1:20)



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-04	Задвижка клиновая ручного управления	1	57,0	Копл.
		в комплекте с фланцами			
		ЗКЛ 80-4,0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-8-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12,0	Копл.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		21ОАФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0,83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,0	15,98	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
5	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,2	15,98	
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
6	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		с наружным трехслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП			
7	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л			
		Закладная конструкция в составе:			
8	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0.48	
9	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 PN16.0МПа	1	0.97	
10	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
б/п	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной	2		
		и праймером на 1 стык			
		450х2.0х89			

1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.

2. Обвязка устья для проектируемых скважин одинаковая.

2 План расположения площадки см. марку ГП.

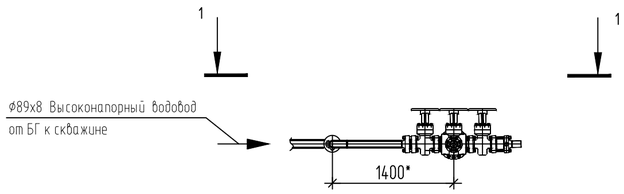
3 Строительные конструкции опор см. марку АС.

4 * - Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки.

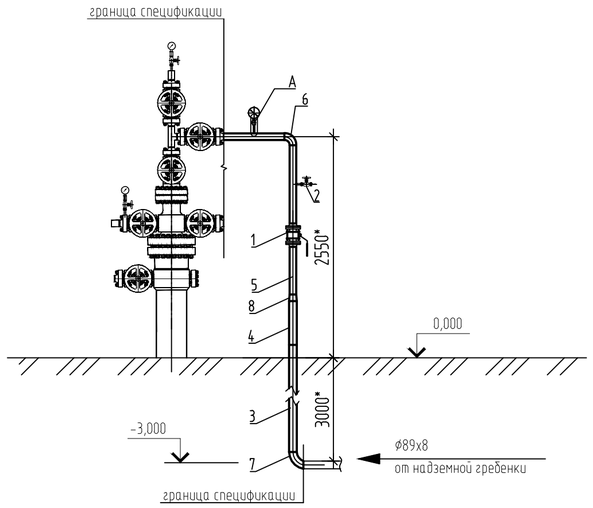
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-003			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Нажипов			09.2022	Куст скважин №108. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.2022		П	3	
Н.контр.		Годжаев			09.2022	Обвязка устья добывающей скважины План. Разрез 1-1 (1:50)	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			09.2022				

Формат А2

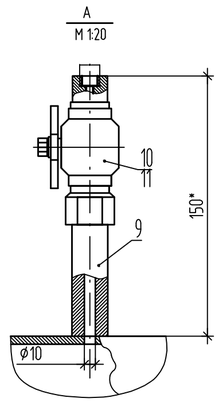
План
М 1:50



1-1
М 1:50



A
М 1:20



Спецификация оборудования

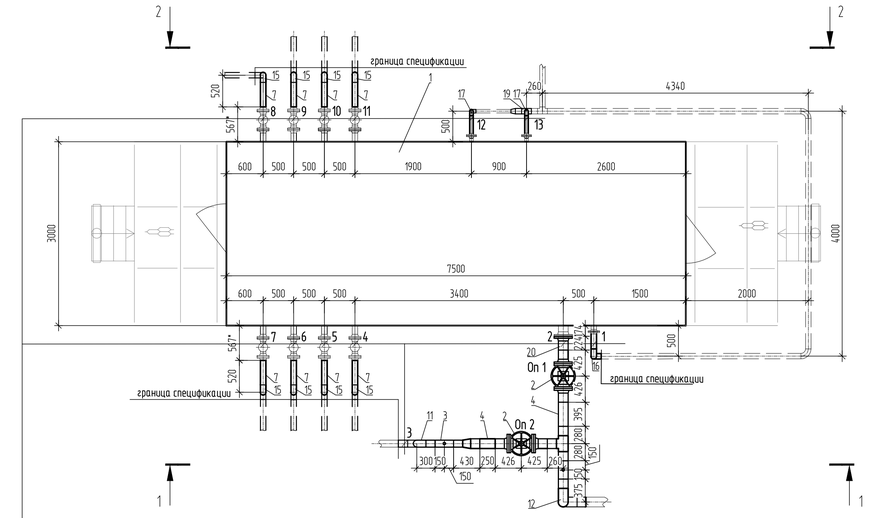
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
1		Кран шаровый дроссельный со сменными	1	20,0	в комплекте с фланцами
		штуцерами с фланцами			и крепежом
		Т-КШф.д. – 65х25ст			
2		Вентиль прямоточный для отбора проб	1	0,85	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
3	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные	3,0	15,98	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные			
4		Труба б/ш 4 89х8 К52	0,6	15,98	
5		Труба б/ш 4 76х6 К52	2,2	13,42	
6	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	1,7	
		ОК4 90-76х6-1,5D К52 Х/Л			
7	ТТТ-01.02.04-02	Отводы крутоизогнутые	1	3,0	
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП			
8	ТТТ-01.02.04-02	Переход	1	5,1	
		ПК4 89х8-76х6-К52 Х/Л			
		Закладная конструкция МК40-200П:			
9		Бобышка БП32-М20х1,5-100	1	0.48	
10	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0МПа	1	0.97	
11	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0.01	
		Манжета с замковой пластиной			
		и праймером на 1стык			
б/п		450х2.0х89	2		

1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2. Обвязка устья для проектируемых нагнетательных скважин одинаковая.
3. План расположения площадки см. марку ГП.
4. Строительные конструкции опор см. марку АС.
5. * – Отметки и размеры уточнить при монтаже. Размеры приустьевой арматуры уточнить после поставки.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-004			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Нажипов			09.2022	Куст скважин N°108. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.2022		П	4	
Н.контр.		Годжаев			09.2022	Обвязка устья нагнетательной скважины План. Разрез 1-1 (1:50)	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			09.2022				

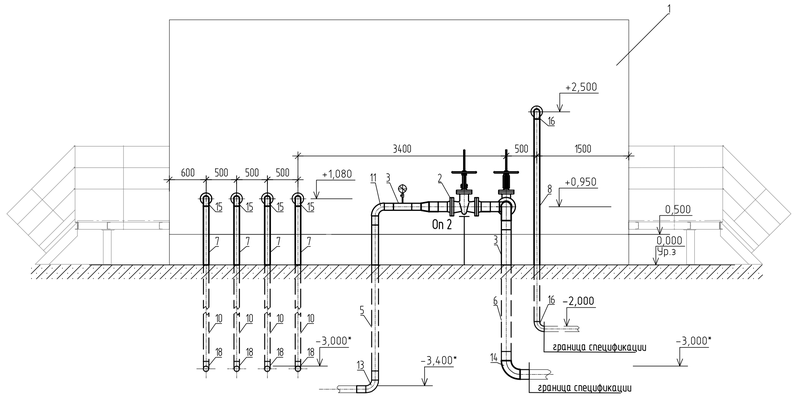
Формат А2

План
(1:50)

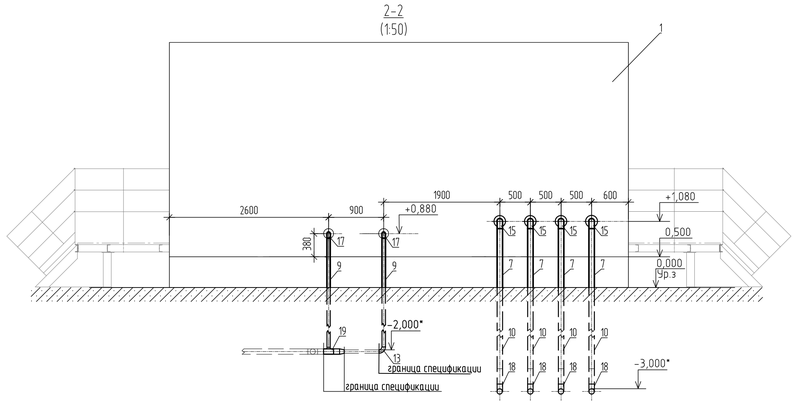


1	89х5 трубопровод сброса с предохранительного клапана
2	159х6 трубопровод нефтегазосборный от АГЗУ-2 проект.
3	114х6 трубопровод нефтегазосборный от АГЗУ-3 проект.
4	89х8 выкидной трубопровод от скважины
5	89х8 выкидной трубопровод от скважины
6	89х8 выкидной трубопровод от скважины
7	89х8 выкидной трубопровод от скважины
8	89х8 выкидной трубопровод от скважины
9	89х8 выкидной трубопровод от скважины
10	89х8 выкидной трубопровод от скважины
11	89х8 выкидной трубопровод от скважины
12	57х4 трубопровод дренажа
13	57х4 трубопровод дренажа

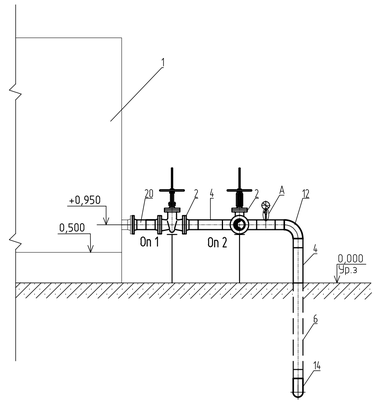
1-1
(1:50)



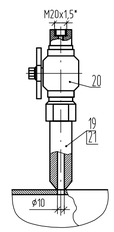
2-2
(1:50)



3-3
(1:50)



А(1:20)



Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
20	ТУ 3799-005-48151375-2004	Фланец с внутренним эпоксидным покрытием	1	11,80	
		с приварной катушкой L1=150 мм			
		Фланец ЦЕ-11-100-4.0			
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Переход из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным покрытием с приварными			
		катушками L1=L2=150 мм			
21		ПК4 159х6-114х6 К52 УХЛ ВП	1	9.7	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Переход из стали			
		класса прочности К52			
22		ПК4 89х5-57х4 К52 УХЛ	1	2	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Тройник равнопроходной из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным покрытием с приварными			
		катушками L1=L2=150 мм			
23		Т4 159х6 К52 УХЛ ВП	1	13.4	
	ТУ 1396-002-48151375-2003	Втулка для защиты внутреннего			
		сварного шва в комплекте с мастикой			
б/п		114х6, Р=4.0 МПа	6	2,4	
б/п		159х6, Р=4.0 МПа	12	2,4	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
б/п		450х2.0х89	24		
б/п		450х2.0х114	3		
б/п		450х2.0х159	3		

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-01 Версия 1.0	Измерительная установка	1	12000	не более 15х8т
		скважинная групповая сепарационного			
		типа на 8 подключений			
		ИУ(Б)- 4-8-400-200-Д-В-Т-У-2-К-			
		Х/П-БКУ-С0			
		Задвижка клиновая ручная			
		в комплекте с фланцами			
		и приварными катушками L1=L2=150мм			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
2		ЗКЛ150-4,0-Ф-лс-А-ЭП-08ХМФБЧА-Н-6-	2	189	
		-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
3		Труба б/ш 4 114х6 К52 ВП	1	15.98	
4		Труба б/ш 4 159х6 К52 ВП	1,40	22.64	
	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным и наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
5		Труба б/ш 4 114х6 К52 ВНП	3.0	15.98	
6		Труба б/ш 4 159х6 К52 ВНП	3.0	22.64	
	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
7		Труба б/ш 4 89х8 К52	11.2	15.98	
8		Труба б/ш 4 89х5 К52	4.7	10.36	
9		Труба б/ш 4 57х4 К52	6.6	5.23	
	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
10		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП	24.0	15.99	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным покрытием с приварными			
		катушками L1=L2=150 мм			
11		Отвод ОК4 90-114х6-1,5D К52 УХЛ ВП	1	8.6	
12		Отвод ОК4 90-159х6-1,5D К52 УХЛ ВП	1	14.9	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным и наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием с			
		приварными катушками L1=L2=150 мм			
13		Отвод ОК4 90-114х6-1,5D К52 УХЛ ВНП	1	8.6	
14		Отвод ОК4 90-159х6-1,5D К52 УХЛ ВНП	1	8.6	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52			
15		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ	8	3.0	
16		Отвод ОК4 90-89х5-1,5D К52 УХЛ	2	1.9	
17		Отвод ОК4 90-57х4-1,5D К52 УХЛ	3	0.7	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
18		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП	8	3.0	
	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Тройник из стали класса прочности К52			
19		Тройник Т4 89х5-57х4 К52 УХЛ	1	2.0	

1. За отметку 0,000 принята отметка уровня земли, см.Генплан.
2. Высоту основания см.раздел АС.
3. Общие данные см. черт. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-005_0.dw1
4. План расположения площадки см. марку ГП.
5. Все надземные участки трубопроводов и арматуру теплоизолировать матами из минеральной ваты толщиной 80 мм по ГОСТ 21880-2011, покровный слой- листы из оцинкованной стали толщиной 0,5мм по ГОСТ 19907-90. Тепловая изоляция условна не показана, объемы заложены в спецификации.
6. * – Размеры уточнить при монтаже.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-005			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Нажипов			09.2022	Куст скважин №108. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.2022		П	5	
Н.контр.		Гаджаев			09.2022	Площадка. АГЗУ-2. План. Разрез 1-1, 2-2,3-3 (150)	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			09.2022				

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

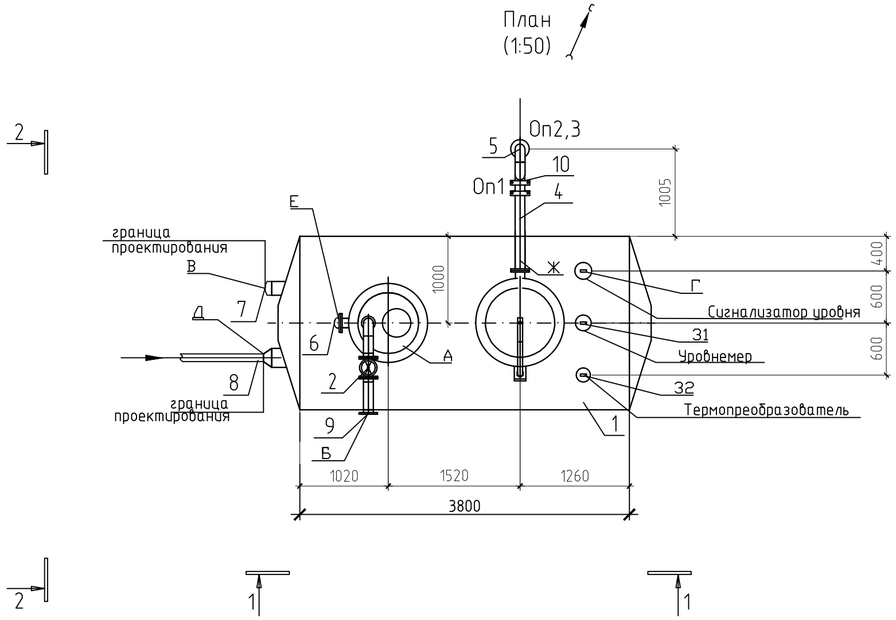
Инв. № подл.

Копировал

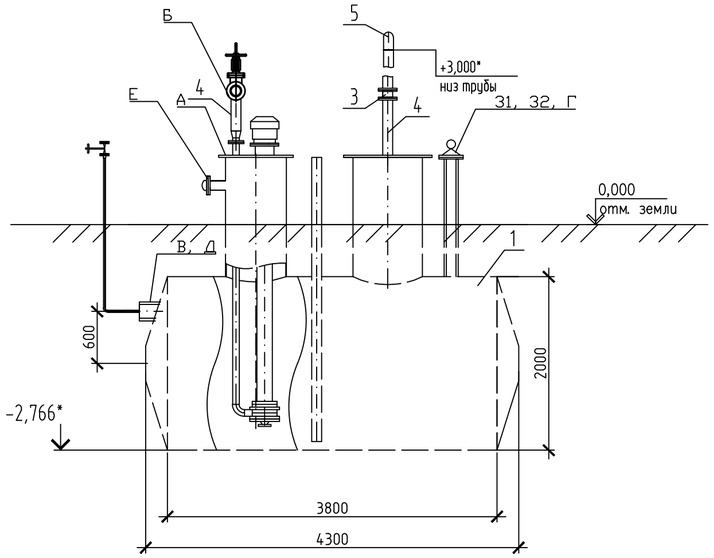
Формат А1

А1

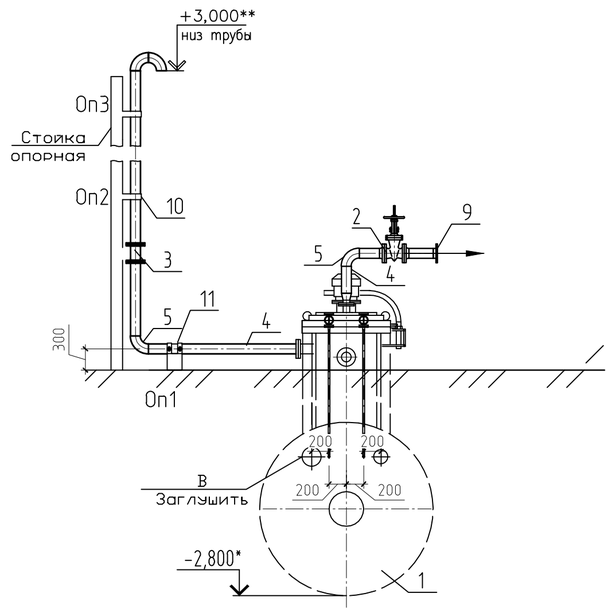
План
(1:50)



1–1



2–2



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-06	Емкость подземная без подогрева, V=12,5 м3	1	3120	
		ДЕ 12,5-Д-IIА-Т3-ХЛ-С-Б			
		Задвижка клиновая, фланцевая			
2	ТТТ-01.02-04	ЗКЛ 100-1,6-Ф-лс-А-ЭП-08ХМФБЧА-Н-5	1	56	
		-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
		Огнепреградитель,DN 100	1	7,4	
3	ТУ 3689-009-01719561-2016	ОП-100			
4	ТТТ-01.02.04-01	Труба	5,5	13,44	
		Труба б/ш 4 114х5 К52			
5	ТТТ-01.02.04-02	Отвод круглоизогнутый	4	3,3	
		ОК4 90-114х5-1,5D К52 ХЛ			
	ТТТ-01.02.04-02	Заглушка			
6		Заглушка DN100	1	1,3	
7		Заглушка DN200	1	5,6	
	ТТТ-01.02.04-02	Переход	1	10,6	
8		ПК4 159х5-89х5-К52 ХЛ	1	5,6	
9	ТУ 3689-016-00217633-97	Муфта сливная стальная	1	10,6	
		МС-100			
	ОСТ 36-146-88	Опора подвижная хомутовая			
10		114-ХБ-А	2	3,4	
11		114-КХ-АС11	1	5,4	

Обозначение	Наименование	Dy, мм	Условное давление,МПа	Вылет, мм
А	Люк	800	0,3	–
Б	Вывод продукта	100	–	–
В	Вывод продукта аварийный	200	–	–
Г	Для манометра	50/М20х1,5	1,6	200
Д	Ввод продукта	150	–	–
Е	Ввод пара	100	1,6	200
Ж	Воздушник	100	1,6	200
31	Для уровномера	80	4,0	–
32	Для уровномера	65	4,0	–

1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2 План расположения площадки см. марку ГП.
3 При монтаже подземной емкости должны выполняться требования СП 75.13330.2011 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".
4 Конструкцию фундамента под емкость, стоек см. марку АС.
5 Сварку производить электродами Э42 ГОСТ 9467-75*. Тип сварного шва по ГОСТ 5264-80*, ГОСТ 16037-80*.
6 Трубопроводы и фасонные изделия обвязки должны учитывать требования ГОСТ 32569.

Изм.	Кол.Уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Ярмухаметова			09.2022
Проверил		Венжик			09.2022
Н.контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-006

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №108. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	6	

Дренажная емкость ЕД-2
План. Разрез 1-1, 2-2 (1:50)

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Согласовано

Взам. инв. №

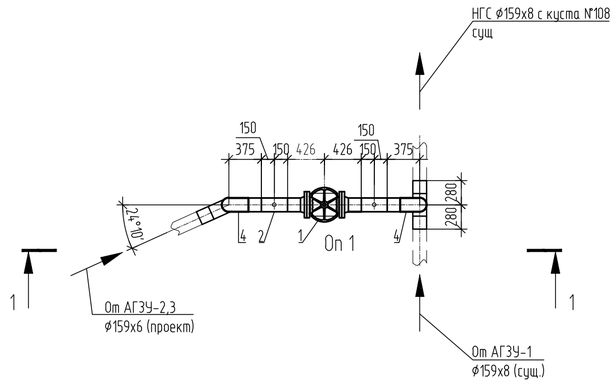
Подп. и дата

Инв. № подл.

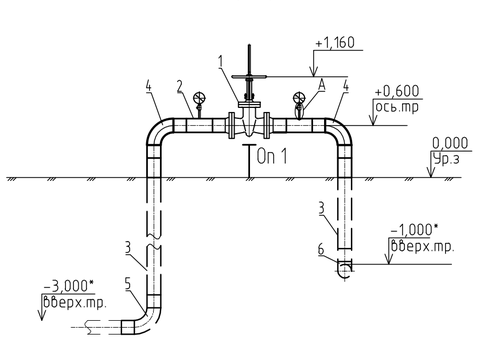
Копировал

А2

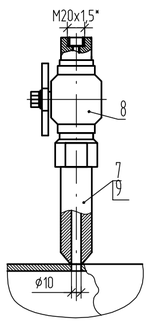
План
(1:50)



1-1
(1:50)



А(1:20)



1. За отметку 0,000 принята отметка уровня земли, см.Генплан.
2. Высоту основания см.раздел АС.
3. Общие данные см. черт. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-007_0.dw1
4. План расположения площадки см. марку ГП.
5. Все надземные участки трубопроводов и арматуру теплоизолировать матами из минеральной ваты толщиной 80 мм по ГОСТ 21880-2011, покровный слой- листы из оцинкованной стали толщиной 0,5мм по ГОСТ 19907-90. Тепловая изоляция условна не показана, объемы заложены в спецификации.
6. * - Размеры уточнить при монтаже.

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
7	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0.48	
8	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 РN16.0МПа	1	1,0	
9	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,0	
б/п	ТУ 1396-002-48151375-2003	Втулка для защиты внутреннего			
		сварного шва в комплекте с мастикой			
		159х6, Р=4.0 МПа	12	2,4	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
б/п		450х2.0х159	6		

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Задвижка клиновая ручная			
		в комплекте с фланцами			
		и приварными катушками L1=L2=150мм			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
1		ЗКЛ150-4,0-Ф-лс-А-ЭП-08ХМФБЧА-Н-6-	1	189	
		-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
2		Труба б/ш 4 159х6 К52 ВП	1.2	22.64	
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным и наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
3		Труба б/ш 4 159х6 К52 ВНП	3.0	22.64	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным покрытием с приварными			
		катушками L1=L2=150 мм			
4		Отвод ОК4 90-159х6-1,5D К52 УХЛ ВП	2	14.9	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным и наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием с			
		приварными катушками L1=L2=150 мм			
5		Отвод ОК4 90-159х6-1,5D К52 УХЛ ВНП	1	14.9	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Тройник из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным и наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		приварными катушками L1=L2=L3=150 мм			
6		Тройник Т4 159х6 К52 УХЛ	1	16.8	

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Нажипов			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Катин			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-007

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №108. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	7	

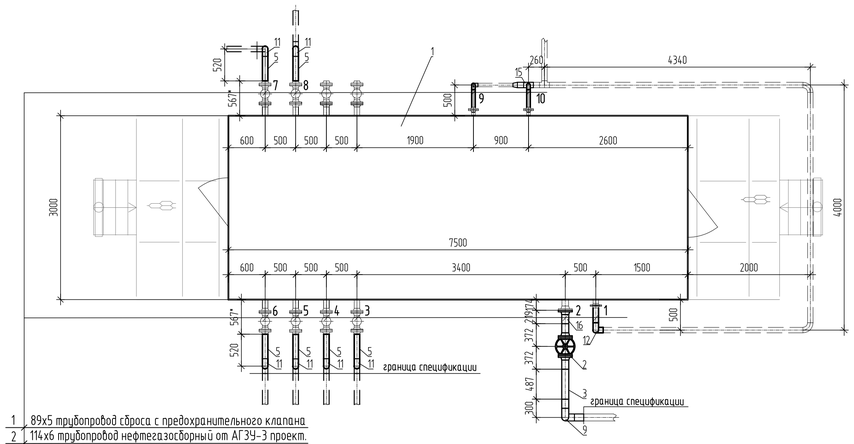
Узел запорной арматуры №1
План. Разрез 1-1 (1:50)

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Копировал

А2

План
М1:50

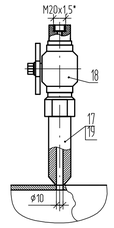


1	89х5 трубопровод сброса с предохранительного клапана
2	114х6 трубопровод нефтегазосборный от АГЗУ-3 проект.
3	89х8 выкидной трубопровод от скважины
4	89х8 выкидной трубопровод от скважины
5	89х8 выкидной трубопровод от скважины
6	89х8 выкидной трубопровод от скважины
7	89х8 выкидной трубопровод от скважины
8	89х8 выкидной трубопровод от скважины
9	57х4 трубопровод дренажа
10	57х4 трубопровод дренажа

Спецификация

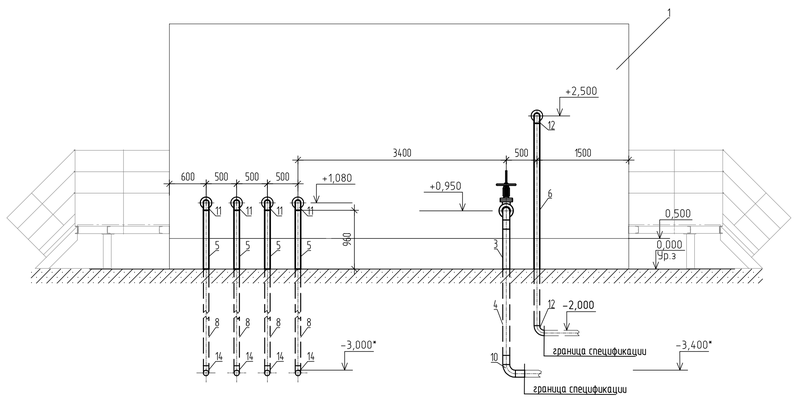
Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
16	ТУ 3799-005-48151375-2004	Фланец с внутренним эпоксидным покрытием	1	11,80	
		с приварной катушкой L1=150 мм			
		Фланец ЦЕ-11-100-4.0			
17	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0.48	
18	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 РN16.0МПа	1	1,0	
19	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,0	
б/п	ТУ 1396-002-48151375-2003	Втулка для защиты внутреннего			
		сварного шва в комплекте с мастикой			
		114х6, Р=4.0 МПа	6	2,4	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
б/п		450х2.0х114	2		
б/п		450х2.0х89	18		

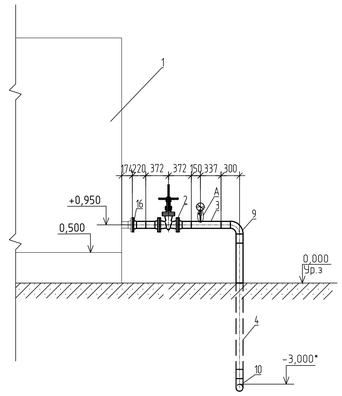
А(1:20)

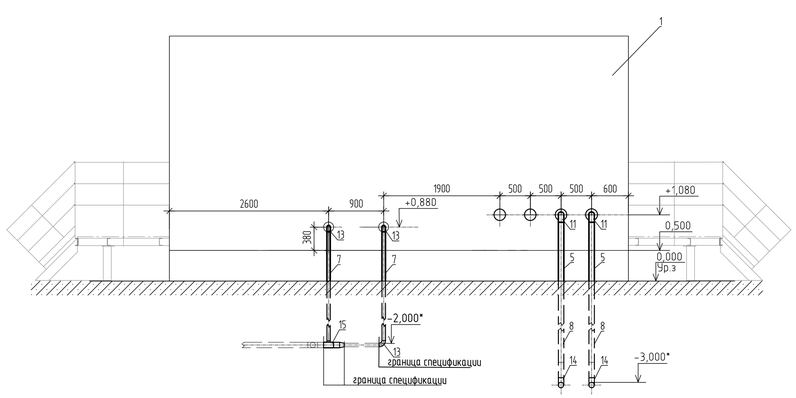


Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02.01 версия 1.0	Измерительная установка	1	12000	не более 15х8т
		скважинная групповая сепарационного			
		типа на 8 подключений			
		ИУ(Б)- 4-8-400-200-Д-В-Т-У-2-К-			
		Х/Л1-БКУ-С0			
		Задвижка клиновая ручная			
		в комплекте с фланцами			
		и приварными катушками L1=L2=150мм			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
2		ЗКЛ100-4,0-Ф-лс-А-ЭП-08ХМФБЧА-Н-6-	1	92	
		-К52-IIА-Т3-Х/Л-С-В3			
3	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	1.2	15.98	
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным покрытием			
		Труба б/ш 4 114х6 К52 ВП			
4	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.0	15.98	
		из стали класса прочности К52			
		с внутренним эпоксидным и наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 114х6 К52 ВНП			
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
5		Труба б/ш 4 89х8 К52	8.4	15.98	
6		Труба б/ш 4 89х5 К52	4.7	10.36	
7		Труба б/ш 4 57х4 К52	6.6	5.23	
8	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП	18.0	15.99	
9	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным покрытием с приварными			
		катушками L1=L2=150 мм			
		Отвод ОК4 90-114х6-1,5D К52 УХЛ ВП	1	8.6	
10	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с внутренним			
		эпоксидным и наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием с			
		приварными катушками L1=L2=150 мм			
		Отвод ОК4 90-114х6-1,5D К52 УХЛ ВНП	1	8.6	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52			
11		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ	6	3.0	
12		Отвод ОК4 90-89х5-1,5D К52 УХЛ	2	1.9	
13		Отвод ОК4 90-57х4-1,5D К52 УХЛ	3	0.7	
14	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП	6	3.0	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Тройник из стали класса прочности К52			
15		Тройник Т4 89х5-57х4 К52 УХЛ	1	2.0	







1. За отметку 0,000 принята отметка уровня земли, см.Генплан.
2. Высоту основания см.раздел АС.
3. Общие данные см. черт. ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-008_0.dwg1
4. План расположения площадки см. марку ГП.
5. Все надземные участки трубопроводов и арматуру теплоизолировать матами из минеральной ваты толщиной 80 мм по ГОСТ 21880-2011, покровный слой- листы из оцинкованной стали толщиной 0,5мм по ГОСТ 19907-90. Тепловая изоляция условна не показана, объемы заложены в спецификации.
6. * - Размеры уточнить при монтаже.

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-008			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разраб.		Нажипов			09.2022	Куст скважин №108. Третья очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.2022		П	8	
Н.контр.		Гафаров			09.2022	Площадка АГЗУ-3. План. Разрез 1-1, 2-2, 3-3 (1:50)	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП		Мухитдинов			09.2022				

Согласовано

Взам. инв. N

Подп. и дата

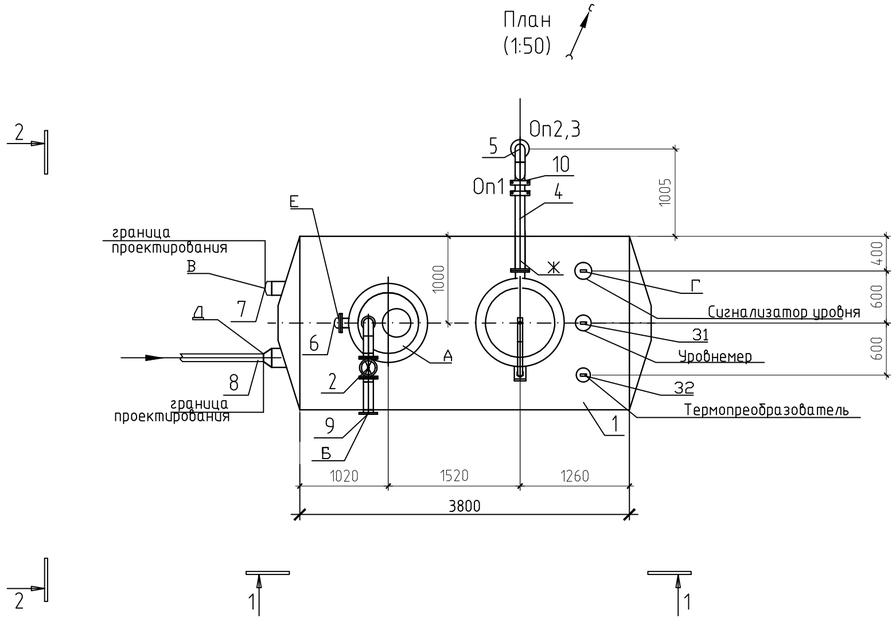
Инв. N подл.

Копировал

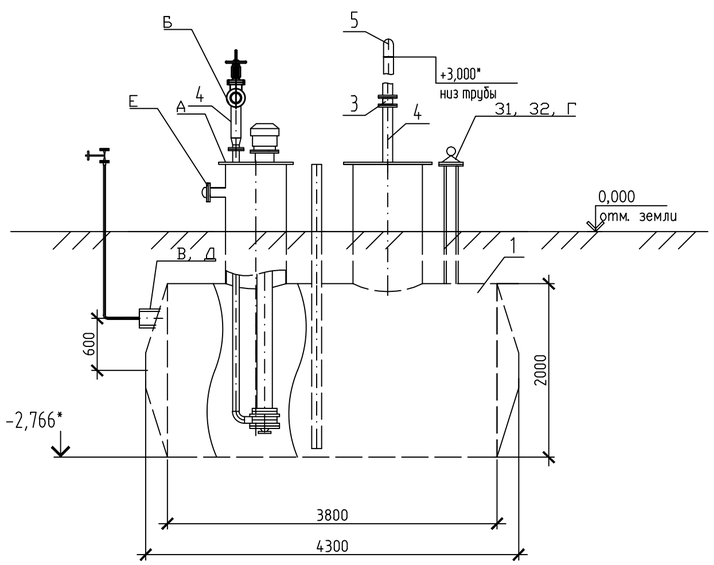
Формат А1

А1

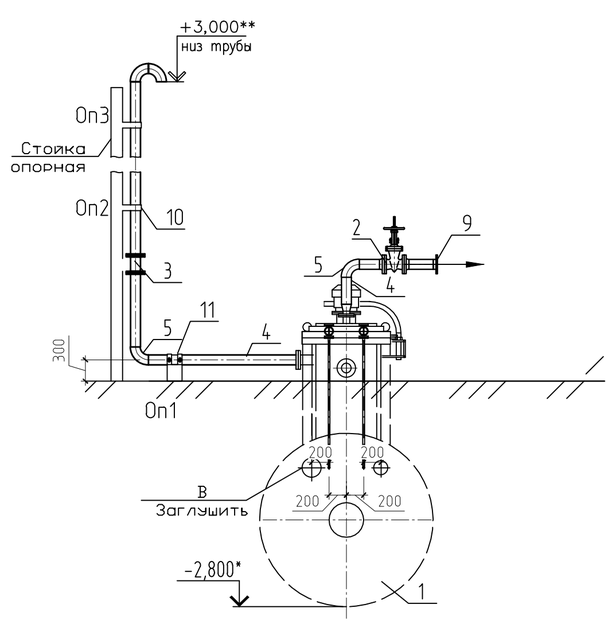
План
(1:50)



1–1



2–2



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
1	ТТТ-01.02-06	Емкость подземная без подогрева, V=12,5 м3	1	3120	
		ДЕ 12,5-Д-IIА-Т3-ХЛ-С-Б			
		Задвижка клиновая, фланцевая			
2	ТТТ-01.02-04	ЗКЛ 100-1,6-Ф-лс-А-ЭП-08ХМФБЧА-Н-5	1	56	
		-К52-IIА-Т3-ХЛ-С-В3			
		Огнепреградитель,DN 100	1	7,4	
3	ТУ 3689-009-01719561-2016	ОП-100			
4	ТТТ-01.02.04-01	Труба	5,5	13,44	
		Труба б/ш 4 114х5 К52			
5	ТТТ-01.02.04-02	Отвод круглоизогнутый	4	3,3	
		ОК4 90-114х5-1,5D К52 ХЛ			
	ТТТ-01.02.04-02	Заглушка			
6		Заглушка DN100	1	1,3	
7		Заглушка DN200	1	5,6	
	ТТТ-01.02.04-02	Переход	1	10,6	
8		ПК4 159х5-89х5-К52 ХЛ	1	5,6	
9	ТУ 3689-016-00217633-97	Муфта сливная стальная	1	10,6	
		МС-100			
	ОСТ 36-146-88	Опора подвижная хомутовая			
10		114-ХБ-А	2	3,4	
11		114-КХ-АС11	1	5,4	

Обозначение	Наименование	Dy, мм	Условное давление,МПа	Вылет, мм
А	Люк	800	0,3	–
Б	Вывод продукта	100	–	–
В	Вывод продукта аварийный	200	–	–
Г	Для манометра	50/М20х1,5	1,6	200
Д	Ввод продукта	150	–	–
Е	Ввод пара	100	1,6	200
Ж	Воздушник	100	1,6	200
31	Для уровномера	80	4,0	–
32	Для уровномера	65	4,0	–

1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки.
2 План расположения площадки см. марку ГП.
3 При монтаже подземной емкости должны выполняться требования СП 75.13330.2011 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".
4 Конструкцию фундамента под емкость, стоек см. марку АС.
5 Сварку производить электродами Э42 ГОСТ 9467-75*. Тип сварного шва по ГОСТ 5264-80*, ГОСТ 16037-80*.
6 Трубопроводы и фасонные изделия обвязки должны учитывать требования ГОСТ 32569.

Изм.	Кол.Уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Ярмухаметова			09.2022
Проверил		Венжик			09.2022
Н.контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-009

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №108. Третья очередь

Стадия	Лист	Листов
П	9	

Дренажная емкость ЕД-3
План. Разрез 1-1, 2-2 (1:50)

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Согласовано

Взам. инв. №

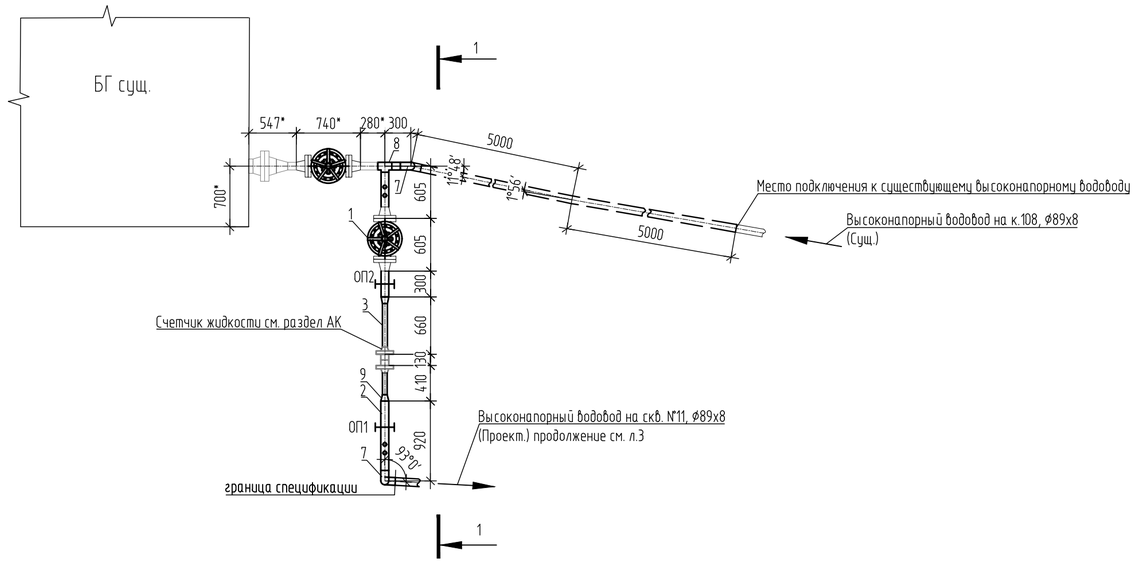
Подп. и дата

Инв. № подл.

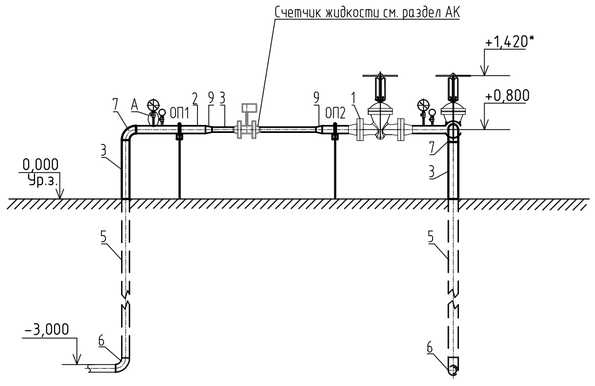
Копировал

А2

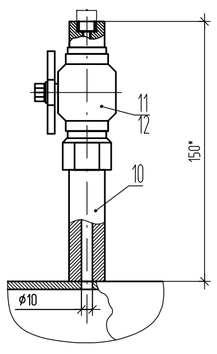
ПЛАН
(1:50)



1-1
(1:50)



А
М 1:20



Спецификация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.,кг.	Примечание
		Задвижка клиновая ручного управления			
		в комплекте с фланцами			
1	ТТТ-01.02-04	ЗКЛ80-25.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-В-В-К52-IIА-Т2-ХЛ-нС	1	150,0	Компл.
2	ТТТ-01.02.04-01	Трубы стальные бесшовные			
3		Труба б/ш 4 89х8 К52	2,9	15,98	
4		Труба б/ш 4 57х6 К52	0,8	7,55	
		Трубы стальные бесшовные			
		с наружным двухслойным покрытием			
5	ТТТ-01.02.04-01	Труба б/ш 4 89х8 К52 НП	6,0	15,98	
		Отводы крутоизогнутые с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
6	ТТТ-01.02.04-01	ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л НП	2	3,0	
		Отводы крутоизогнутые			
7	ТТТ-01.02.04-01	ОК4 90-89х8-1,5D К52 Х/Л	2	3,0	
		Тройник			
8	ТТТ-01.02.04-02	Тройник Т4 89х8 К52 Х/Л	1	5,0	
		Переход			
9	ТТТ-01.02.04-02	Переход ПК 89х8-57х5-К52 Х/Л	2	1,2	
		Закладная конструкция МК40-200П:			
10		Бобышка БП32-М20х1,5-100	4	0.48	
11	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0МПа	4	0.97	
12	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	4	0.01	
б/п		Опора 89-КХ-11АС	2	2,2	
		Манжета с замковой пластиной			
		и праймером на 1стык			
		450х2.4х89	4		

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.Уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Ярмухаметова			09.2022
Проверил		Венжик			09.2022
Н.контр.		Годжаев			09.2022
ГИП		Мухитдинов			09.2022

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-05-ГЧ-010

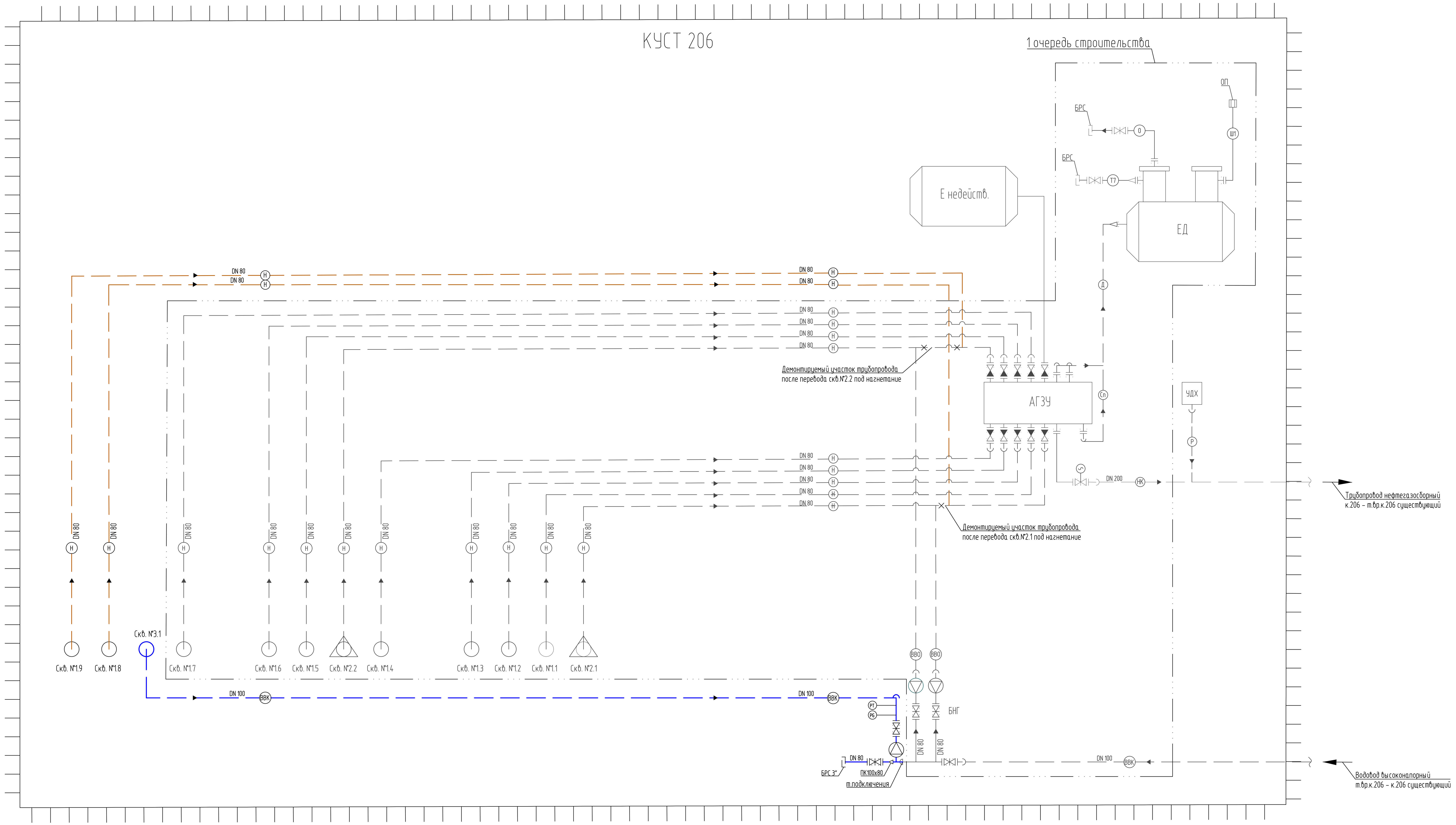
Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин №108. Третья очередь

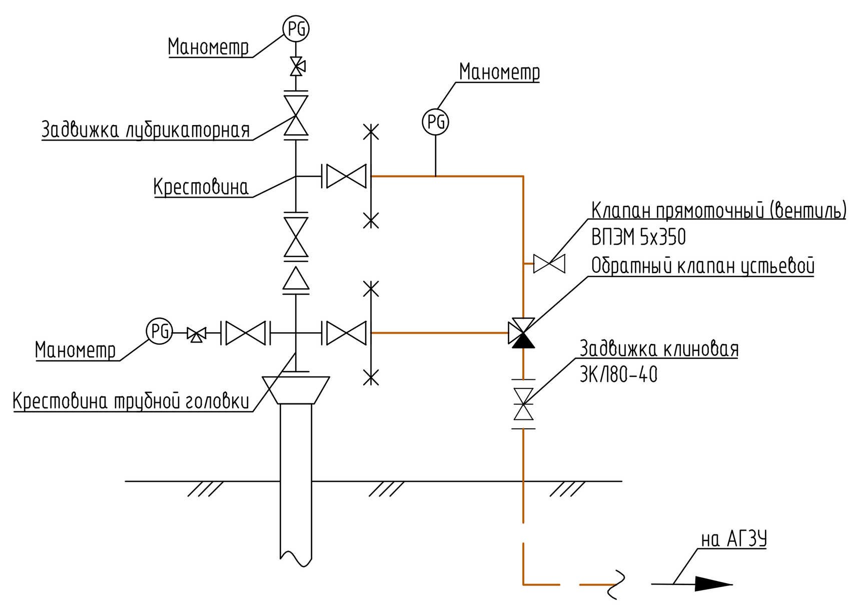
Стадия	Лист	Листов
П	10	

Узел запорной арматуры №2
План. Разрез 1-1 (1:50)

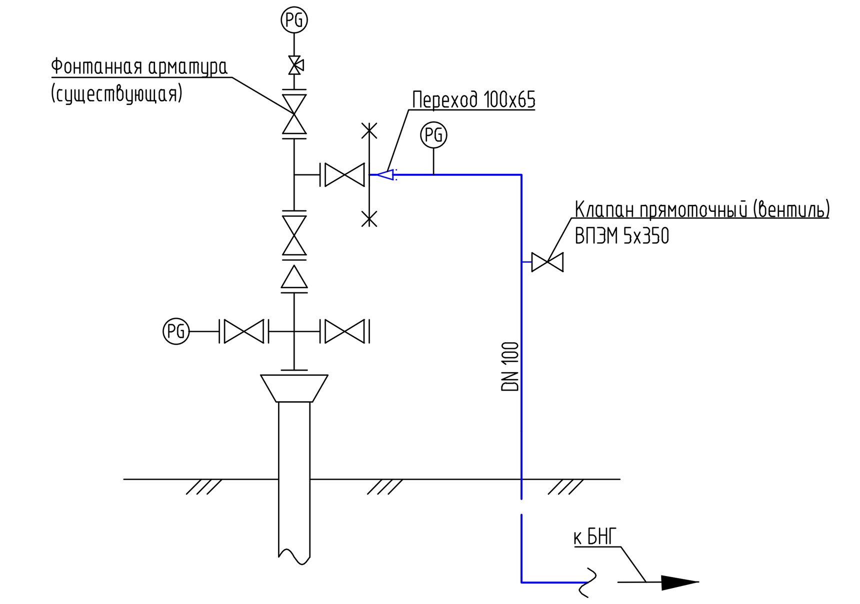
ООО ЭПЦ
"Трубопроводсервис"



Обвязка добывающих скважин



Обвязка водозаборной скважины



Перечень оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Существующее оборудование		
Скв.№1.1...1.7	Скважина добывающая	7	
Скв.№2.1,2.2	Скважина нагнетательная	2	
АГЗУ	Замерная установка на 10 подключений	1	
ЕД	Дренажная емкость $V=10м^3$	1	
УДХ	Установка дозирования химреагента	1	
Е	Емкость сбора нефти	1	недействующая
БНГ	Открытый блок напорной гребенки на 2 скважины (ш.2409)	1	
	Проектируемое оборудование		
Скв.№1.8,1.9	Скважина добывающая №№1,2 (по порядку)	2	
Скв.№3.1	Скважина водозаборная (по порядку)	1	

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Существующие объекты
Н	Трубопровод выкидной
НК	Нефтегазосборный трубопровод
Сп	Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
Д	Трубопровод дренажный
О	Трубопровод откачки из дренажной емкости
Ш1	Трубопровод дыхательный дренажной емкости
Т7	Трубопровод пропарки дренажной емкости
Р	Трубопровод реагента
ВВК	Высоконапорный водовод – коллектор
ВВО	Высоконапорный водовод к скважине
	Добывающая скважина
	Нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
	Расходомер
	Клапан дыхательный со встроенным огнепреградителем
	Задвижка клиновая с э/приводом
	Задвижка клиновая
	Клапан обратный
	Быстроразъемное соединение
	Проектируемые объекты
Н	Трубопровод выкидной
ВВК	Высоконапорный водовод – коллектор
	Добывающая скважина
	Водозаборная скважина
	Расходомер
	Задвижка клиновая
	Вентиль для отбора проб
	Клапан
	Быстроразъемное соединение

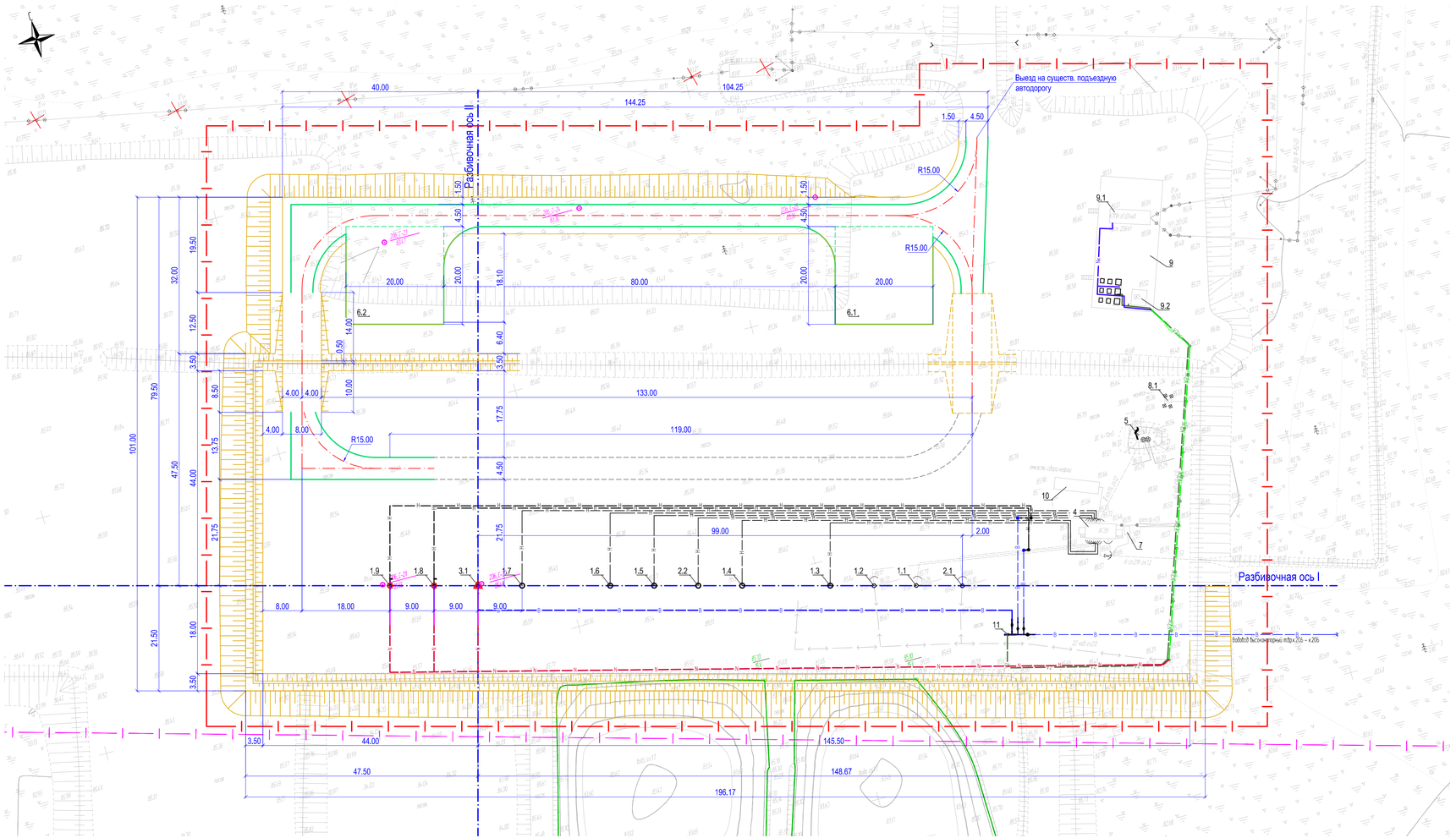
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-001			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Разработал		Левикова			09.22	Куст скважин №206. Вторая очередь	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Венжик			09.22		П	1	5
Н.контроль		Годжаев			09.22	Схема технологическая принципиальная	ООО ПЦ УГНТУ "Нефтегазинжиниринг"		
ГИП		Мухитдинов			09.22				

Формат А2х3



ЭКСПЛИКАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
1.1-1.7	Устье добывающей скважины	-
2.1-2.2	Устье нагнетательной скважины	-
4	АГЗУ	-
5	Емкость дренажная V=10 м^3	-
7	УДХ	-
8.1	Прожекторная мачта	-
9	Площадка СУ и ТМПН	-
9.1	КТПН	-
9.2	БКУ	-
10	Емкость сбора нефти	-
	Проектируемые сооружения	
	34 этап строительства	
6.1-6.2	Площадка для стоянки пожарной техники	-
	35 этап строительства	
3.1	Устье водозаборной скважины (по порядку)	-
11	Блок напорной гребенки	-
	36 этап строительства	
1.8	Устье добывающей скважины №1 (по порядку)	-
	37 этап строительства	
1.9	Устье добывающей скважины №2 (по порядку)	-

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

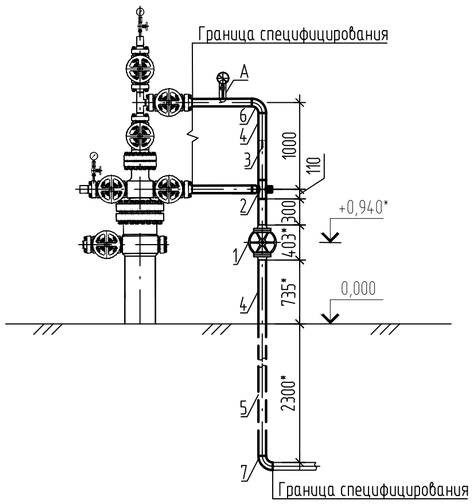
Обозначение	Наименование
	Граница освоения земельного участка
	Граница долгосрочной аренды
	Здание и сооружение
	Проезжая часть
В1	Проектируемый водовод
Н1	Проектируемый нефтепровод
К1	Кабельная линия в траншеи
Ку1	Кабельная линия на существующей эстакаде
Кк1	Кабельная линия в электротехническом коробе
Уэс	Кабель автоматизации на эстакаде (сущ)

						ННГ-39-21-П-ИОС7.1-ОБ-ГЧ-002_0	
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений.	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		
Разработал		Левкина			09.22	35 этап Куст скважин № 206. Вторая очередь	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Проверил		Вежник			09.22		
Н. контроль		Гайсаев			09.22	План технологических трубопроводов. М 1:500	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"
ГИП		Мухитдинов			09.22		

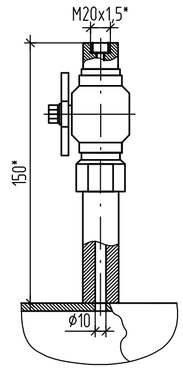
Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. №

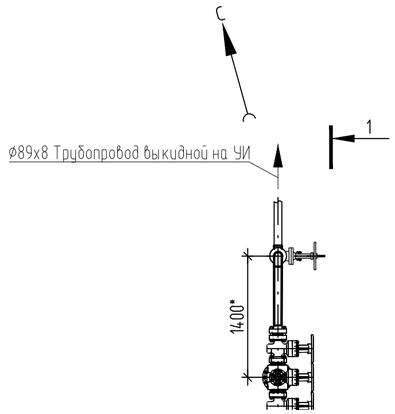
Формат А3х3

1-1



А (1:20) поз.8





Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	1	57	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 80-4.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-Н-			
		8 К52-IIА-Т3-ХЛ-нС-В3			
2	ТУ 3742-003-07533604-2008	Клапан обратный устьевой	1	12.0	комп.
		незамерзающий, под приварку			
		DN80 PN4,0 МПа			
		210АФ.16			
3	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0.83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
4	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	3.2	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		Труба б/ш 4 89х8 К52			
5	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	2.5	15.99	
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 89х8 К52 НП			
6	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ			
7	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	3.0	
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-89х8-1,5D К52 УХЛ НП			
8		Закладная конструкция в составе:			
	ТУ 36-1118-84	Штуцер ШЦ М20х1.5 Ст20	1	0,48	
	ТУ 26-07-1611-92	Клапан запорный К321215МР-015 РN16.0МПа	1	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,01	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
9		450х1.5х89	2		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-003

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин № 206. Вторая очередь

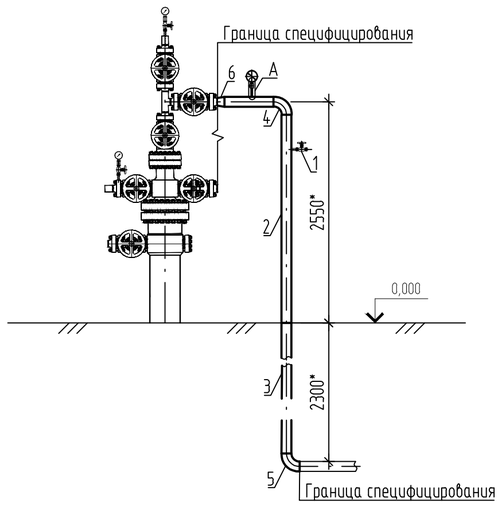
Стадия	Лист	Листов
П	3	

Обвязка устья добывающей скважины. План. Разрез 1-1. М 1:50

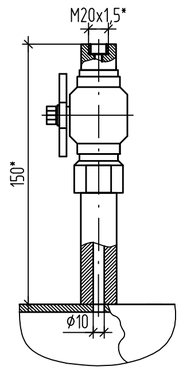
ООО ЗПЦ "Трубопроводсервис"

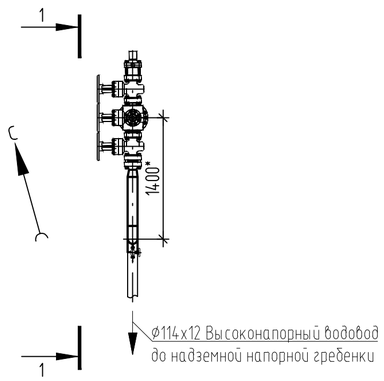
Формат А2

1-1



А (1:20) поз.7





ø114х12 Высоконапорный водовод
до надземной напорной гребенки

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ТУ 3742-001-27844275-2014	Вентиль прямоточный	1	0.83	
		ВПЭМ 5х35 М20х1,5-В М20х1,5-Н			
	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
2		Труба б/ш 4 114х12 К52	3,0	30.19	
3	ТТТ-01.02.04-01 Версия 3.0	Трубы стальные бесшовные	2.5	30.19	
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
		Труба б/ш 4 114х12 К52 НП			
4	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	9,1	
		класса прочности К52			
		Отвод ОК4 90-114х12-1,5D К52 УХЛ			
5	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали	1	9.1	
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
		Отвод ОК4 90-114х12-1,5D К52 УХЛ НП			
6	ТТТ-01.02.04-02 Версия 2.0	Переход концентрический из стали			
		класса прочности К52			
		Переход ПК4 114х12-76х6 К52 УХЛ	1	6,5	
7		Закладная конструкция МК40-200П:			
		Бобышка БП32-М20х1,5-100	1	0,48	
	ТУ 3742-002-018769273-2016	Клапан КЗИТн 12Х18Н10Т PN40.0 МПа	1	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	1	0,01	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
8		450х1.5х114	2		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-004

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин № 206. Вторая очередь

Стадия	Лист	Листов
П	4	

Обвязка устья воозаборной скважины. План. Разрез 1-1. М 1:50

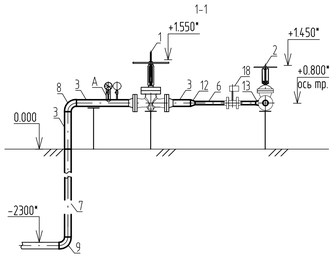
ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

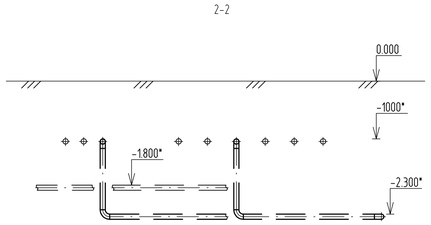
Взам. инв. №

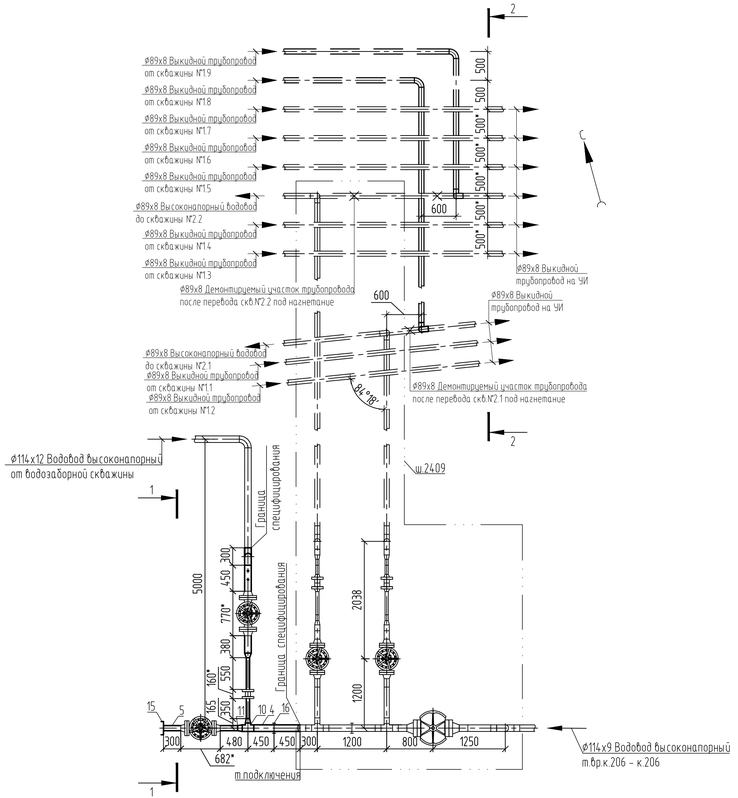
Подп. и дата

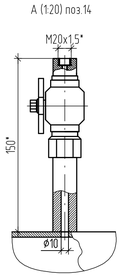
Инв. № подл.

Формат А2









Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Тройник из стали класса прочности К52			
10		Тройник Т4 114х12-89х8 К52 ХЛ	1	6.5	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Переход концентрический из стали			
		класса прочности К52			
11		Переход ПК4 114х12-89х8 К52 УХЛ	1	1,9	
12		Переход ПК4 114х12-57х6 К52 УХЛ	1	1,9	
13		Переход ПК4 89х8-57х6 К52 УХЛ	1	1,2	
14		Закладная конструкция МК40-200П:			
		Бобышка БП32-М20х1,5-100	2	0,48	
	ТУ 3742-002-0187692 73-2016	Клапан КЗИТм 12Х18Н10Т PN40.0 МПа	2	0,97	
	ГОСТ 15180-86	Прокладка паронитовая ПМ18х10	2	0,01	
15		Быстроразъемное соединение, 40 МПа	1	1.0	
		БРС-3" под приварку в стык			
	ОСТ 36-146-88	Опоры			
16		114-КХ-А11-09Г2С	1	5,4	
	ТУ 2245-046-82119587-2013	Манжета с замковой пластиной из			
		армированной ленты и комплектом			
		праймера на 1 стык			
17		450х1.5х114	2		
18		Расходомер	1		см.АК

Спецификация

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед., кг	Примечание
1	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	1	250	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 100-25.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-В-			
		12 К52-IIА-Т2-ХЛ-нС			
2	ТТТ-01.02-04 версия 1.0	Задвижка клиновая с ручным	1	195	
		управлением в комплекте с ответными			
		фланцами и крепежом			
		климатического исполнения ХЛ			
		ЗКЛ 80-25.0-Ф-лс-А-Р-08ХМФБЧА-В-			
		8 К52-IIА-Т2-ХЛ-нС			
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
3		Труба б/ш 4 114х12 К52	2,0	30.19	
4		Труба б/ш 4 114х10 К52	1,0	25.65	
5		Труба б/ш 4 89х8 К52	1,0	15.99	
6		Труба б/ш 4 57х6 К52	1,0	7.55	
	ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0	Трубы стальные бесшовные			
		из стали класса прочности К52			
		с наружным двухслойным			
		полиэтиленовым покрытием			
7		Труба б/ш 4 114х12 К52 НП	2,5	30.19	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52			
8		Отвод ОК4 90-114х12-1,5D К52 УХЛ	1	9,1	
	ТТТ-01.02.04-02 версия 2.0	Отводы крутоизогнутые из стали			
		класса прочности К52 с наружным			
		двухслойным полиэтиленовым покрытием			
9		Отвод ОК4 90-114х12-1,5D К52 УХЛ НП	1	9.1	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разработал		Левикова			09.22
Проверил		Венжик			09.22
Н.контроль		Годжаев			09.22
ГИП		Мухитдинов			09.22

ННГ-39-21-П-ИОС7.1-06-ГЧ-005

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений

Куст скважин № 206. Вторая очередь

Стадия	Лист	Листов
П	5	

Узел подключения к блоку напорной гребенки. План. Разрезы 1-1, 2-2 М 1:50

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3х3