

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»  
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения  
(Модуль 145)»**

**Проектная документация**

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения.**

**Часть 1 Технологические решения**

**Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти  
и газа**

**2021/354/ДС121-PD-TKR1.1**

**Том 3.1.1**

**Договор №**

**2021/354/ДС121**

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»  
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»  
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (Модуль  
145)»

Проектная документация

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения.

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и  
газа

2021/354/ДС121-PD-TKR1.1

Том 3.1.1

Договор №

2021/354/ДС121

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС121-PD- TKR1.1.S	Содержание тома 3.1	2
2021/354/ДС121-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС121-PD- TKR1.1.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС121-PD- TKR1.1.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС121-PD- TKR1.1. GCH-01	Принципиальная технологическая схема  Приложение А – Гидравлический расчет Приложение Б - Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопровода	

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.S			
Разраб.		Марфицин				СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Марфицин					П	1	1
Нач.отд.		Сивкова					НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Марфицин							
ГИП		Калугин							



## Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта .....	4
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....	5
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....	7
5	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	7
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта .....	8
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта .....	8
7.1	Расчёты.....	8
7.1.1	Гидравлический расчет .....	8
7.1.2	Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть) .	8
7.2	Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб	11
7.3	Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода .....	13
7.4	Расположение запорной арматуры по трассе трубопровода.....	16
7.5	Очистка и гидравлическое испытание трубопровода .....	17
7.6	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них .....	19
7.7	Система диагностики состояния трубопроводов .....	20
8	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	21
9	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	21
10	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	23
11	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта .....	23
12	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....	23

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Марфицин			
Проверил		Марфицин			
Нач.отд.		Сивкова			
Н.контр.					
ГИП		Калугин			

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	32
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		

13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....23

14 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта  
24

15 Решения по организации ремонтного хозяйства .....24

16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях .....24

17 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий .....25

18 Список литературы .....27

Таблица регистрации изменений .....32

Инов. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH				
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	

# 1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

Раздел разработан на основании следующих документов:

-- Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;  
- «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» №123 – ФЗ от 22.07.2008;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказом № 534 от 15.12.2020 г.;

- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;

- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;

- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;

- Правила устройства электроустановок. Издание седьмое;

- СП 48.13330.2011 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;

- СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Ч.1. Общие требования»;

- СП 45.13330. 2012 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87»;

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

В административном положении район работ располагается в Октябрьском городском округе на землях ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Октябрьское лесничество, Чадское участковое лесничество, ООО «Лукойл-Пермь» в кадастровом квартале 59:27:121001.

Ближайшие населенные пункты: Сарс, Тюш, Верх-Тюш.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь-Екатеринбург», «Голдыри-Орда-Октябрьский», далее по проселочным и промышленным дорогам.

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Октябрьский, недостающие сведения приведены по метеостанции Чернушка.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Средняя годовая температура воздуха в районе по МС Чернушка составляет плюс 2,4 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января по МС Чернушка составляет минус 14,3 °С, по МС Октябрьский – минус 16,1 °С. Абсолютный минимум температуры по МС Чернушка составил минус 54 °С. Средний из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха по МС Чернушка составил минус 38,7 °С, по МС Октябрьский – минус 37,2 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля по МС Чернушка составляет плюс 18,6 °С. Абсолютный максимум температуры по МС Чернушка составил плюс 38 °С.

Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 77 %.

Среднее количество осадков за год по МС Октябрьский составляет 715 мм.

Расчетная толщина снежного покрова 5 % обеспеченности в районе работ составляет 102 см.

Климатическая характеристика района работ приведена в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий.

## 2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

К проявлениям опасных геологических процессов на исследуемой территории следует отнести подтопление, сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания, карст, согласно п.1 СП 116.13330.

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,62-2,40м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Согласно табл. В.1 СП 116.13330.2012 территория Пермского края относится к району распространения карстовых процессов.

Карст относится к карбонатному задернованному и подэлювиальному. Типичными формами представляются суходолы, карстовые овраги, воронки, реже – котловины, небольшие полости и пещеры. От районов сульфатного карста Уфимское плато отличается меньшей интенсивностью карста и степенью закарстованности. В южной части плато по материалам аэрофотосъемки на площади около 1000км<sup>2</sup> средняя плотность воронок составила 15ф/км<sup>2</sup>,

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

										Лист
										4
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ТKR1.1.ТСН				



коэффициент площадной закарстованности – 0,37%, объемной – 15мм. Установлено, что глубина воронок на локальных поднятиях увеличивается. Прослеживается четкая связь карста с зонами трещиноватости и разрывных нарушений, активными новейшими поднятиями.

Оценка карстоопасности территории при инженерно-геологических изысканиях проводилась на основе результатов карстологического обследования, результатов геофизических исследований, с учетом материалов изысканий прошлых лет в изыскиваемом районе в соответствии с табл. 5.1 и 5.2 СП 11-105-97 (часть II) и табл.1,2,6 ТСН 11-301-2004По.

По относительной деформации морозного пучения, согласно лабораторным исследованиям (приложение М) и табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020 техногенные щебенистые грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-1) являются слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 0.010$  д.е.), глины полутвердые (ИГЭ-2) – слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 0.028$  д.е.), дресвяные грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-3) - слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 0.012$  д.е.), щебенистые грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-4) - слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 0.011$  д.е.) грунтами.

### 3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 4,0-12,0м принимают участие четвертичные техногенные (tQ), делювиальные (dQ) грунты и карстово-обвальные образования (N-Q).

С поверхности местами развит почвенно-растительный слой, на отдельных участках с единичными включениями гравия и гальки, с единичными включениями дресвы и щебня известняка, мощностью 0,1-0,2м.

Четвертичная система (Q)

Техногенные грунты (tQ)

Техногенные грунты представлены щебенистыми грунтами с суглинистым заполнителем, дресвяными грунтами с суглинистым заполнителем.

Щебенистый грунт с суглинистым коричневым, светло-коричневым, полутвердым, твердым заполнителем (39,33-45,0%); щебень, дресва известняка (55,0-60,67%), малопрочного, пониженной прочности, сильновыветрелого; грунт неоднородный. Встречен в пределах площадки кустов с поверхности и под почвенно-растительным слоем на глубине 0,1м:

- по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120» (ПК0-ПК1+34.7);

Грунты слежавшиеся, отсыпаны "сухим" способом. Давность отсыпки более 5 лет.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ТКР1.1.ТСН	Лист
							5





## 6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Объем добычи с проектируемого куста скважин №1115 принят согласно заданию на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»:

Кустовая площадка № 1115 (расширение) (7 скважин, из них 5 добывающих, 2 нагнетательных):

- Сква. № 1408 (доб.) –  $Q_H = 7,0$  т/сут.,  $Q_{Ж} = 10,4$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1517 (доб.) –  $Q_H = 9,1$  т/сут.,  $Q_{Ж} = 13,8$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1420 (доб.) –  $Q_H = 14,2$  т/сут.,  $Q_{Ж} = 21,1$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1519 (доб.) –  $Q_H = 16,4$  т/сут.,  $Q_{Ж} = 24,9$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1409 (доб.) –  $Q_H = 4,9$  т/сут.,  $Q_{Ж} = 7,3$  м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1522 (нагн.) - приемистость 40,0 м<sup>3</sup>/сут.;
- Сква. № 1410 (нагн.) - приемистость 50,0 м<sup>3</sup>/сут.;

Принципиальная технологическая схема схемы сбора и транспорта нефти и газа черт. 2021/354/ДС121-PD-TKR1.GCH-01.

## 7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

### 7.1 Расчёты

#### 7.1.1 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет приведен в приложении А.

На основании выполненных расчетов для строительства нефтегазосборного трубопровода с проектируемого куста скважин №1115 рекомендуется труба с условным диаметром  $D_u = 80$  мм.

#### 7.1.2 Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть)

Толщина стенки промышленного трубопровода транспортирующего продукты, не содержащие сероводород, определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб по формуле (12.4) ГОСТ Р 55990-2014:

$$t_d = \max\{t_u; t_y\} \text{ (мм)},$$

где  $t_i$  – толщина стенки, определяемая по пределу прочности по формуле:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							8
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} p D}{2R_u};$$

$t_y$  – толщина стенки, определяемая по пределу текучести по формуле

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} p D}{2R_y},$$

где  $R_u$  - расчетное сопротивление материала трубы по прочности, МПа;

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \gamma_n} \sigma_u$$

$R_y$  - расчетное сопротивление материала трубы по текучести, МПа

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \gamma_n} \sigma_y$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.1.2.1, результаты расчета приведены в таблице 7.1.2.2.

Таблица 7.1.2.1– Исходные данные для расчета толщины стенки трубопроводов

Обозначение	Описание	Источник	Значение
$\gamma_{fp}$	коэффициент надежности по нагрузке	ГОСТ Р 55990-2014, таблица 11	1,2
$p$	максимальное рабочее давление, МПа		4,0
$D$	наружный диаметр трубы, мм	по гидравлическому расчету	89
$\sigma_u$	нормативный предел прочности, МПа	для стали 20	412
$\sigma_y$	нормативный предел текучести, МПа	для стали 20	245
$\gamma_{du}$	коэффициент условий работы трубопровода при расчете по прочности	ГОСТ Р 55990-20147, таблица 13	0,74

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



Принимаем добавку к толщине стенки на коррозию  $C_2=2$  мм (при принятой скорости коррозии 0,08 мм/год (см. приложение к тому 1 ПЗ) и сроке службы трубопроводов 25 лет).

Наименьшая допустимая толщина стенки ВПТ составляет 2 мм.

С учетом принятых добавок  $C_1$  и  $C_2$  толщина стенки составляет:

$$T=t + C_1 + C_2 = 2,0 + 0,5 + 2,0 = 4,5 \text{ мм.}$$

Для строительства линейной части нефтегазосборного трубопровода принимаем трубу с внутренним и внешним покрытием с толщиной стенки 5,0 мм (т.е. проектом принята труба с усиленной толщиной согласно с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

Проектом предусматриваются углы поворота трубопровода в горизонтальной плоскости и в вертикальной плоскости, обеспечивающие самокомпенсацию перемещений ВПТ от изменения температуры, воздействия внутреннего давления. Проектом предусматривается подземная прокладка трубопровода с заземлением в грунте. Соблюдается устойчивость положения трубопровода в грунте, перемещения отсутствуют.

## 7.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб

Проектные решения приняты согласно заданию на проектирование, техническим условиям заказчика, требованиям к охране окружающей природной среды и действующим нормам и правилам технологического проектирования.

При выборе типа труб для строительства проектируемого трубопровода учитывались следующие факторы:

- назначение и тип трубопровода;
- свойства и рабочие параметры транспортируемой среды;
- сортамент труб и соединительных деталей, выпускаемых отечественными заводами;
- требования действующих нормативных документов.

Строительство нефтегазосборного трубопровода, в соответствии с унифицированным сортаментом труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», принято из труб стальных бесшовных  $\varnothing 89 \times 5,0$  мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности K42) с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена (соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)), с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							11

Фасонные части трубопровода приняты с внутренним двуслойным эпоксидным покрытием ГОСТ 17375-2001 (крутоизогнутые отводы) с приварными катушками, ГОСТ 17376-2001 (тройники) с приварными катушками и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с приварными катушками. Материал – сталь 20.

Надземные участки предусматриваются из этих же труб, но без наружной полиэтиленовой изоляции.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Для защиты внутренней поверхности промышленного трубопровода не предусмотрена ингибиторная защита, т.к. трубопровод предусмотрен с внутренним покрытием.

Для подземной прокладки трубопроводов предусматриваются гнутые отводы с радиусом гiba 5D.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается в трассовых условиях термоусаживающимися материалами «ЛИАМ». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ЛИАМ». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1). В качестве изготовителя изоляционных материалов проектной документацией рекомендуется ООО ПФК «Техпромкомплект», г.Апрелевка Московской области.

Контроль сварных стыков – 100% радиографическим методом.

Все стальные трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- химический состав;
- прочностные свойства стали;
- ударная вязкость КСУ основного металла и металла сварного шва при температуре минус 60° С;
- сведения о гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе.

Требования к механическим свойствам и химическому составу материала стальных труб приведены в таблицах 7.2.1, 7.2.2.

Таблица 7.2.1 – Механические свойства основного металла труб

Класс прочности	Временное сопротивление $\sigma_b$ МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	Предел текучести, $\sigma_T$ МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	Относительное удлинение, $\delta_5$ , %
	не менее		
К42	412 (42)	245 (25)	21

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							12



Таблица 7.2.2 – Химический состав основного металла труб

Класс прочности	Массовая доля элементов, не более, %							
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu
K42	0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	<0.04	<0.035	<0,25	<0,30	<0,30

Основные характеристики применяемых стальных труб:

- предельные отклонения по наружному диаметру -  $\pm 1,25$  %;
- предельные отклонения по толщине стенки -  $+0,1$  мм;  $-0,6$  мм;
- предельные отклонения по внутреннему диаметру не должны превышать предельных отклонений по наружному диаметру;
- допускаемое отклонение по торцам -  $\pm 1,5$  мм;
- неразрушающий контроль (основной металл) - УЗК поверхности на сплошность;
- овальность торцов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % от номинального наружного диаметра;
- кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна труб не должна превышать 0,2 % от длины трубы.

Срок службы трубопровода составляет не менее 25 лет.

### 7.3 Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода

Технологическая характеристика линейного объекта приведена в таблице 7.3.1.

Таблица 7.3.1 – Технологическая характеристика линейного объекта

1	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтегазосборный трубопровод	км	0,273 км (в т.ч. 0,173 км - линейная часть)	Труба стальная $\varnothing 89 \times 5,0$ мм, бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности K42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-ТКР1.1.ТСН

Лист

13

Выбор трассы и размещение объектов нефтегазосборного трубопровода выполнен на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность трубопровода.

Прохождение трассы трубопровода предусматривается согласно акту выбора земельных участков.

Расчетное давление нефтегазосборного трубопровода, согласно ГОСТ 32569-2013 п.4.6, принято 4,0 МПа - т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания составляет 4,0 МПа (на выкидном трубопроводе в обвязке скважины до отключающей задвижки установлен электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении  $P=4,0$  МПа останавливается привод станка-качалки или ЭЦН).

Нефтегазосборный трубопровод оснащен системой контроля его герметичности. На трубопроводе в обвязке скважины установлен электроконтактный манометр, который передает в операторную сигналы о повышении или понижении давления ниже или выше допустимых. Аналогичные датчики находятся на существующей ДНС-0120, куда приходит продукция скважин куста №1115.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее нефтегазосборного трубопровода принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (счетчика СКЖ, запорной арматуры).

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранный зона вдоль трассы трубопровода в виде участка земли шириной по 25м в каждую сторону от оси трубопровода.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопровода.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Отключающие задвижки нефтегазосборного трубопровода предусмотрены на кусте скважин и в точке врезки в существующий трубопровод.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.2.1, в точке подключения проектируемого трубопровода к другому трубопроводу, предусматривается отключающая задвижка с ручным управлением и обратный клапан.

Узел задвижек в точке врезки размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения. К узлам управления запорной арматуры обеспечен беспрепятственный доступ

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





Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

## 7.5 Очистка и гидравлическое испытание трубопровода

Очистку и гидравлическое испытание трубопровода выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Очистка внутренней полости трубопровода диаметром до 200 мм предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

Заполнить трубопровод водой в объеме 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Очистить внутреннюю поверхность трубопровода от грязи водой без пропуска очистного поршня. Скорость потока жидкости при промывке предусмотрена не менее 5 км/час.

Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое.

Давление гидравлического испытания на прочность для трубопровода и его участков принято согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.13.1 и указано в таблице 7.5.1. Категории участков трубопровода определены в соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014.

Давление испытания на герметичность, согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.13.8, равно рабочему давлению, время выдержки - не менее 12 часов.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию,
- наполнение трубопровода водой,
- подъем давления до испытательного,
- испытание на прочность,
- сброс давления до проектного рабочего,
- проверка на герметичность,
- сброс давления до 0,1-0,2 МПа.

Полное вытеснение воды произвести путем двукратной продувки воздухом. Продувка трубопроводов производится под давлением, равным рабочему. Продолжительность продувки - не менее 10 мин.

Вода для промывки и гидравлического испытания трубопроводов предусматривается привозной, с УППН, ЦДНГ №1.

Для подачи и слива воды по трассам трубопровода предусмотрена установка задвижек с ковером (см.раздел ПОС).

Вода после промывки и испытания трубопровода перекачивается в автомобиль-цистерну марки АЦ-42-53А и вывозится на УППН, где закачивается в очистные сооружения.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							17

Испытание трубопровода производить не ранее, чем через 24 часа после выполнения сварных работ.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода: укладки трубопровода в траншею и его полной засыпки.

Если при испытательном давлении не произойдет разрыв труб или стыков, а при рабочем давлении не будет обнаружено утечек воды, то трубопровод выдержал гидравлическое испытание.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполнять по наряд-допуску.

Таблица 7.5.1 – Требования к испытаниям участков трубопровода

Тип испытания и характеристика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка (по табл.4 ГОСТ Р 55990-2014)	Характеристики участков
	Способ испытаний					
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
1 Испытание в два этапа  Первый этап: - после укладки и засыпки или крепления на опорах.  Второй этап: - одновременно с испытанием трубопровода	1,25 Рраб. для категории С	1,25 Рраб.	6	12	С	Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250м, примыкающие к ним
	1,25 Рраб.	1,25 Рраб.	12	12	С	

На период проведения работ по очистке полости и испытанию трубопроводов за пределами опасной зоны устанавливаются предупредительные и запрещающие знаки, определяются места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах. В процессе испытаний люди, механизмы и оборудование, за исключением опрессовочных агрегатов, должны находиться за пределами опасной зоны.

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице 7.5.2 и обозначаются на местности предупредительными знаками.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-ТКР1.1.ТСН

Лист

18

Таблица 7.5.2 – Зоны безопасности при гидравлическом испытании

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
80	75	600

Для предотвращения проникновения в зону проведения испытаний трубопроводов посторонних лиц и транспортных средств за пределами опасной зоны выставляются охранные посты. Число постов и их расстановка определяются в инструкции по очистке и испытанию трубопроводов.

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, для трубопровода осуществляется комплексное опробование. Заполнение трубопроводов транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в Разделе 5 «Проект организации строительства» в соответствии с требованиями, СНиП 12-01-2004, исходя из годовых физических объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средствах.

### 7.6 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Пропускная способность трубопровода принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Дороховском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопровода не предусматривается резервное оборудование, резервная нитка, поскольку обеспечена возможность остановки трубопровода без создания аварийной ситуации.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ТKR1.1.ТСН	
						19	





ревизии прикладывается к паспорту трубопровода. В паспорт трубопровода вносится соответствующая запись.

## **8 Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники**

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в томе ILO.IOS3.2.

## **9 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду**

Настоящей проектной документацией рассмотрены вопросы по обеспечению техники безопасности производства, мероприятия, направленные на снижение степени риска предприятия, по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил пожарной безопасности.

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил охраны труда и снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса: соединение труб между собой осуществляется на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры, исключаются прямые выбросы вредных веществ в атмосферу и открытые сбросы загрязняющих стоков как в рабочем, так и в аварийном режимах работы;
- трубопровод и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое рабочее;
- установленная запорная арматуры обеспечивает надежное отключение каждого агрегата или технологического аппарата от технологического процесса;
- запорная арматура оснащена указателями положений «Открыто», «Закрыто»;
- арматура и трубопровод приняты в соответствии с рабочими параметрами и свойствами транспортируемой среды и климатическими условиями работы;
- принятая повышенная толщина стенки труб относительно расчетной, обеспечивает необходимый расчетный срок службы трубопровода;
- повышенное давление испытания трубопровода;
- подземный трубопровод принят с заводским наружным противокоррозионным покрытием;
- противокоррозионная защита сварных стыков трубопровода;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									21
2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH									Лист
									21



документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительные-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

## **10 Перечень мероприятий по энергосбережению**

Перечень требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, указан в томе PD-ILO.EE4.

## **11 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта**

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в разделе 5 «Проект организации строительства».

## **12 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест**

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест приведены в томе 3.3.

## **13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта**

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта приведены в томе 3.3.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
								23
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

#### **14 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта**

Проектом предусмотрены мероприятия, обеспечивающие возможность отключения проектируемых скважин от общей нефтегазосборной сети месторождения (п. 6.3.7. СП 231.1311500.2015):

- глубинно-насосное оборудование добывающей скважины имеет дистанционное и автоматическое управление по сигналам систем противоаварийной защиты.

Оборудование, поставляемое комплектно с насосом, обеспечивает:

- работу в ручном и автоматическом режимах;
- необходимые защиты насоса, включая автоматическое защитное отключение электродвигателя при недопустимом отклонения давления ( $\leq 0,3$  МПа и  $\geq 4,0$  МПа) на устье скважины (достигается дополнительной установкой электроконтактного манометра (ЭКМ) на трубопроводе);
- передачу данных в систему телеметрии.

Для обмена данными с системой телемеханики (СТМ) ЦДНГ-1 на скважинах предусмотрено:

- местное и дистанционное измерение линейного давления на трубопроводе скважины с сигнализацией отклонения (предусмотрены манометры МП-4У и датчики давления);.

Объем автоматизации и телемеханизации по каждому объекту рассматривается отдельно и подробно приведен в разделе автоматизации.

#### **15 Решения по организации ремонтного хозяйства**

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается. Необходимые ремонтные работы после ввода в эксплуатацию проектируемых объектов будут выполняться на существующей ремонтной базе ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

#### **16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях**

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания грунты проявляют пучинистые свойства.

Глубина заложения трубопровода при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							24
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					



- выход из строя какого-либо узла, без которого невозможно продолжить технологический процесс;
- порыв трубопровода;
- резкое повышение давления в системе;
- резкое понижение давления в системе;
- при пожаре на площадках;
- при отключении электроэнергии.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА.

При разгерметизации проектируемого трубопровода оператор останавливает насосное оборудование скважин, на месте закрывает задвижки на трубопроводе; затем информирует диспетчера о принятых мерах по ликвидации аварии и делает краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

Работы по ликвидации аварии на трубопроводе выполняются аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) или другими подразделениями предприятия.

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							26
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

## 18 Список литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
4. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
5. СП 36.13330.2012. «Магистральные трубопроводы»;
6. СП 48.13330.2019 «Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
7. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
8. Правила по охране труда в строительстве» утвержденные приказом Минтруда РФ №883н от 11.12.2020 г.
9. СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»;
10. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020г.;
11. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
12. ГОСТ 12.1.007-76\* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
13. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
14. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ №970н от 09.12.2009 «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;
15. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
16. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
17. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
18. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ТКР1.1.ТСН	Лист
							27
Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					





## Приложение А Гидравлический расчет

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							29

**Общество с ограниченной ответственностью  
«Малое инновационное предприятие  
«ПрогнозРНМ»**

**Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСП» по объекту:  
«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения  
(модуль 145)»**

Руководитель работы:

директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ», к.т.н. \_\_\_\_\_ Илюшин П.Ю.

Пермь 2023

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

### **Руководитель:**

Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ»,  
кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

### **Исполнители:**

Ведущий инженер  
ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Сайтова Ю.М.

Инженер ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Халитов Т.Р.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	5
1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта .....	5
1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения.....	15
1.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения.....	22
2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ППД ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	28
2.1. Исходные данные для гидравлического расчёта .....	28
2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения .....	34
2.3. Гидравлический расчёт текущего состояния высоконапорной части системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения.....	39
2.4. Гидравлический расчёт перспективного состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения .....	41
2.5. Гидравлический расчёт перспективного состояния высоконапорной части системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения.....	48
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	57
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	60
СПИСОК РИСУНКОВ .....	62

## **ВВЕДЕНИЕ**

В отчете представлены результаты гидравлических расчётов текущего и перспективного состояния системы сбора и ППД скважинной продукции Дороховского месторождения, согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

В рамках работы сформированы расчётные гидравлические модели, проведены расчеты на основании предоставленных данных и проведенных лабораторных исследований по определению реологических свойств транспортируемой продукции, проанализированы полученные результаты.

# 1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта

На основании имеющейся информации подготовлены данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Принципиальная схема сбора скважинной продукции и профили проектируемых нефтепроводов Дороховского месторождения, предоставленные специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ, приведены на рисунках 1.1.1-1.1.15.

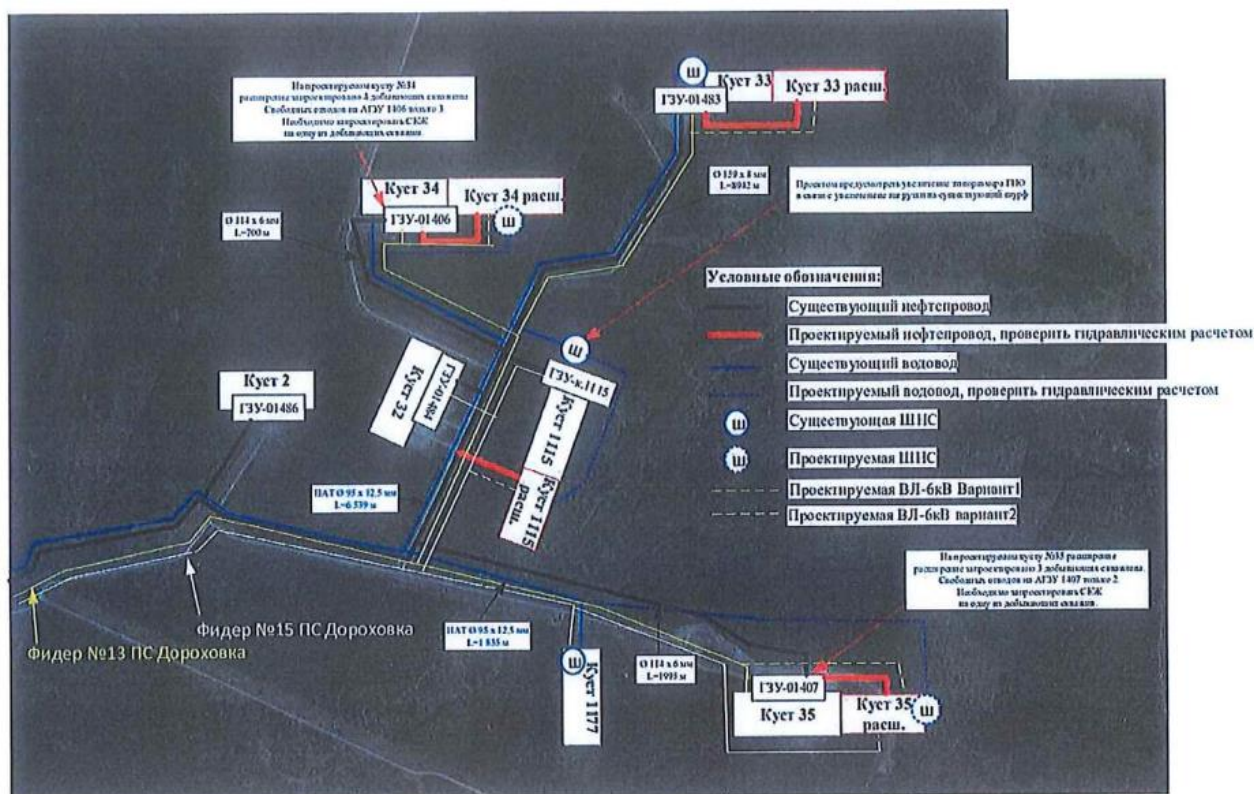


Рисунок 1.1.1 - Принципиальная схема сбора скважинной продукции Дороховского месторождения

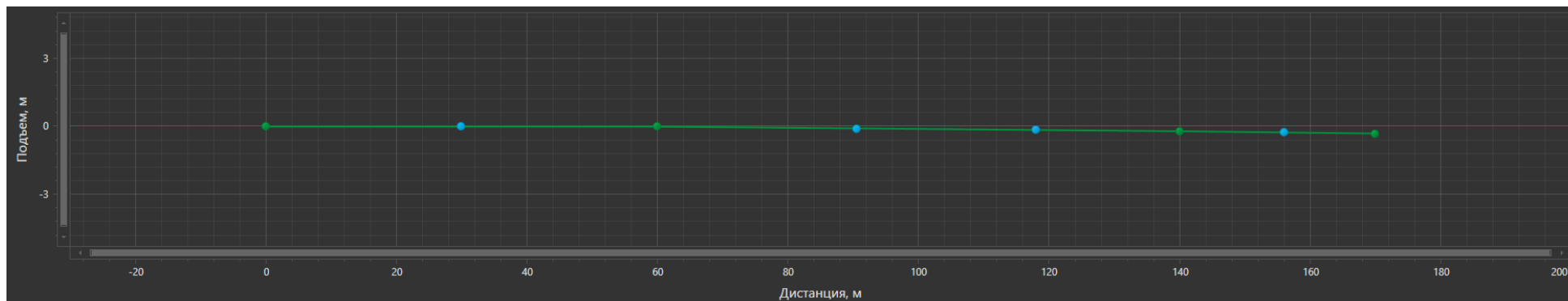


Рисунок 1.1.2 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1515 – АГЗУ-01483»

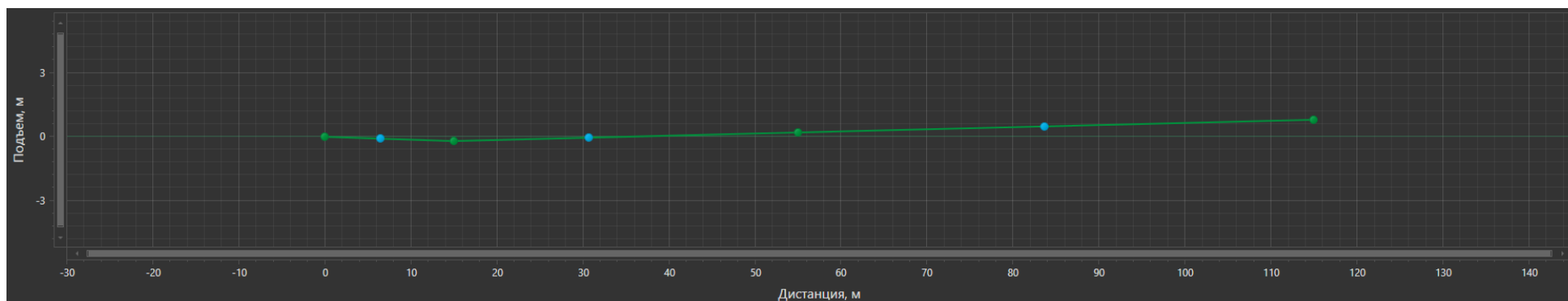


Рисунок 1.1.3 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1350 – АГЗУ-01406»

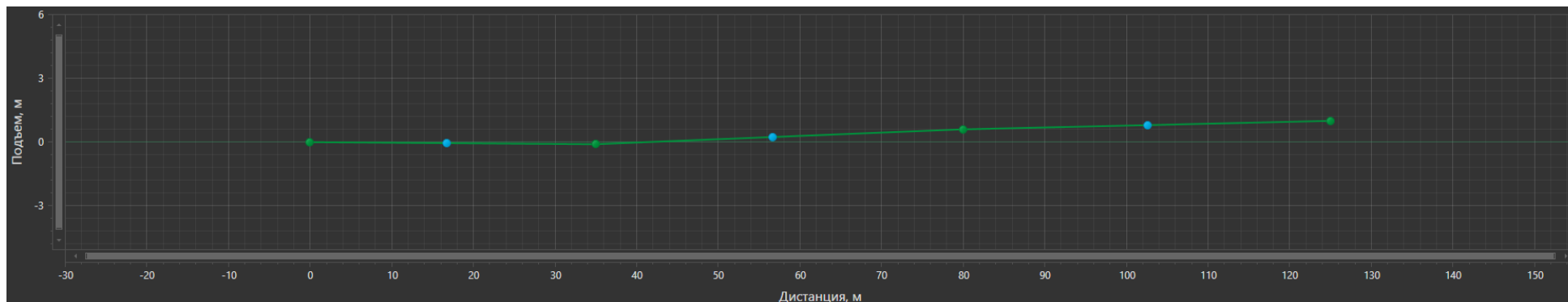


Рисунок 1.1.4 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1351 – АГЗУ-01406»

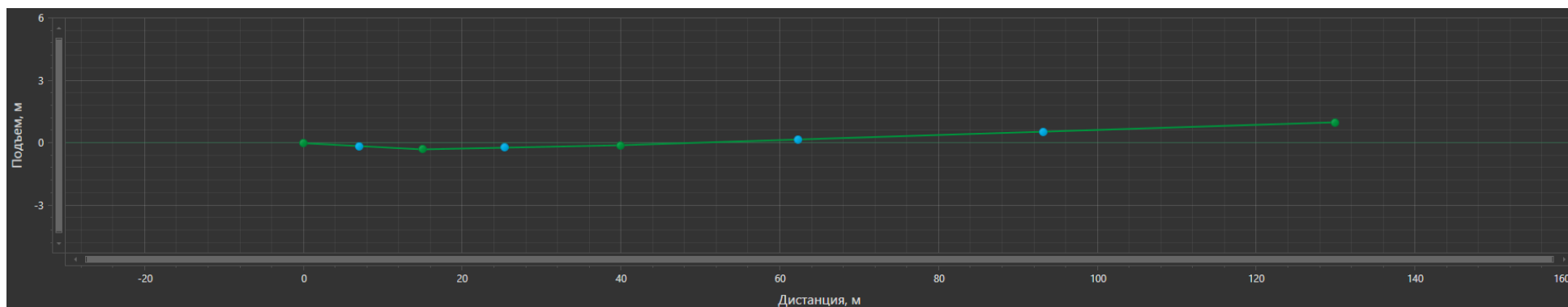


Рисунок 1.1.5 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1352 – АГЗУ-01406»



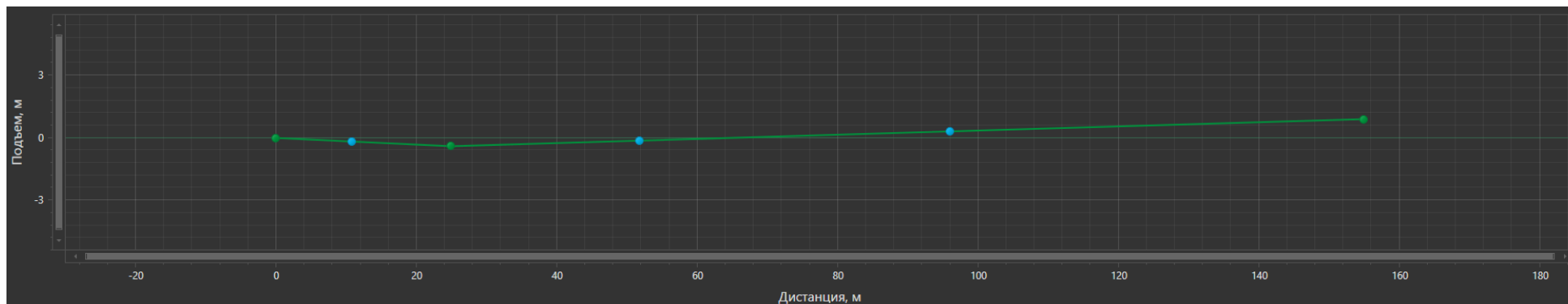


Рисунок 1.1.6 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1527 – АГЗУ-01406»

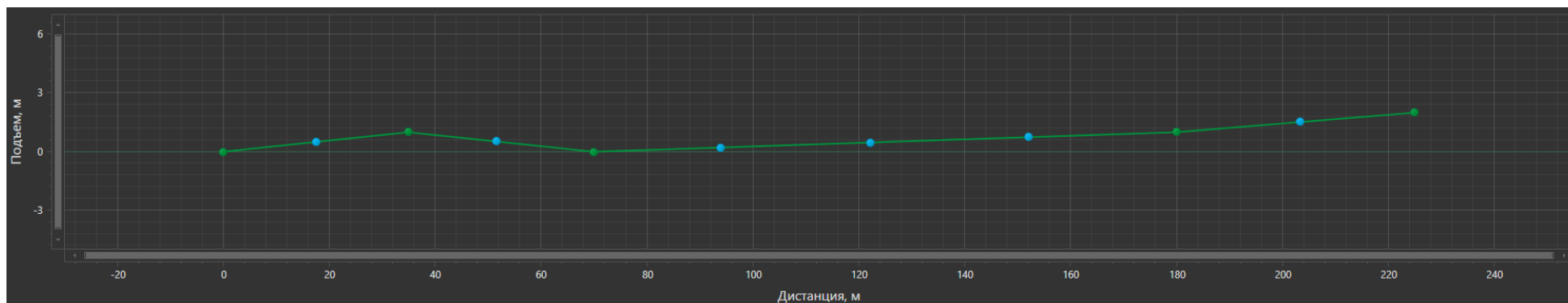


Рисунок 1.1.7 – Профиль проектируемого сборного нефтепровода «Гребенка куста №1115 – т.вр. в н/п с Куста №1115»

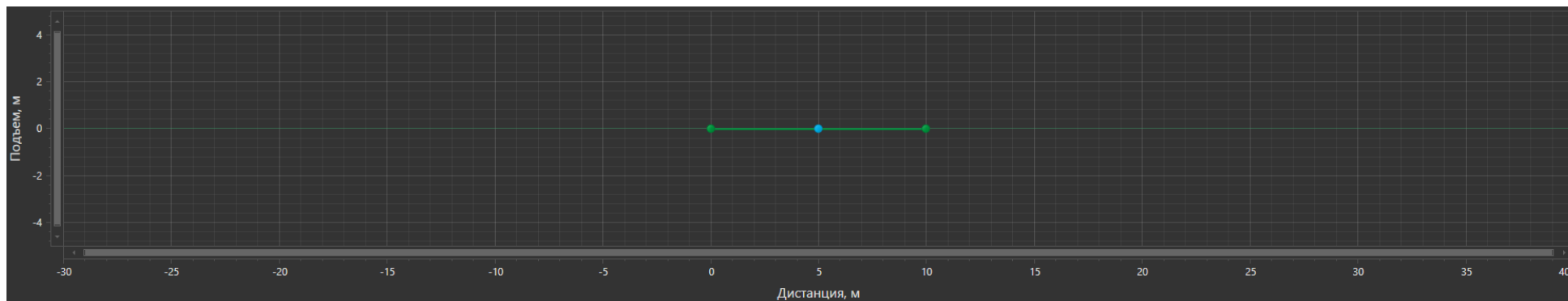


Рисунок 1.1.8 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1408 – Гребенка куста №115»

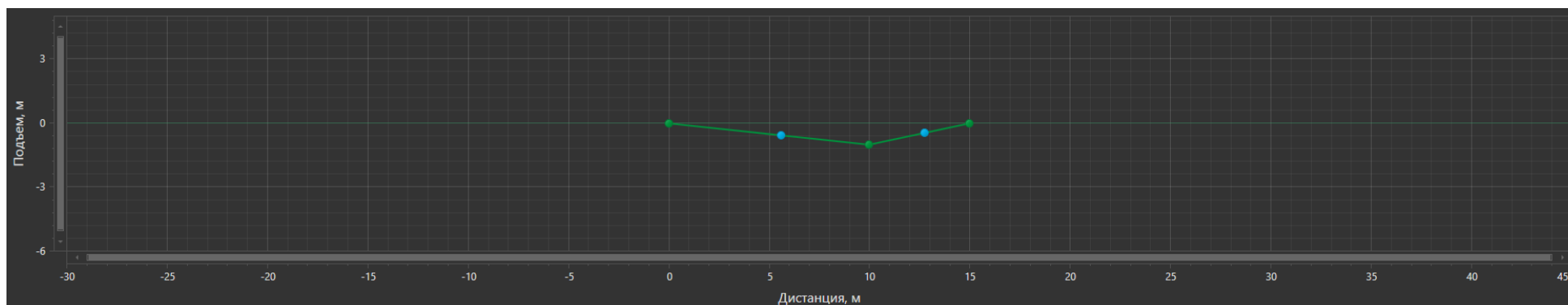


Рисунок 1.1.9 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1517 – Гребенка куста №115»

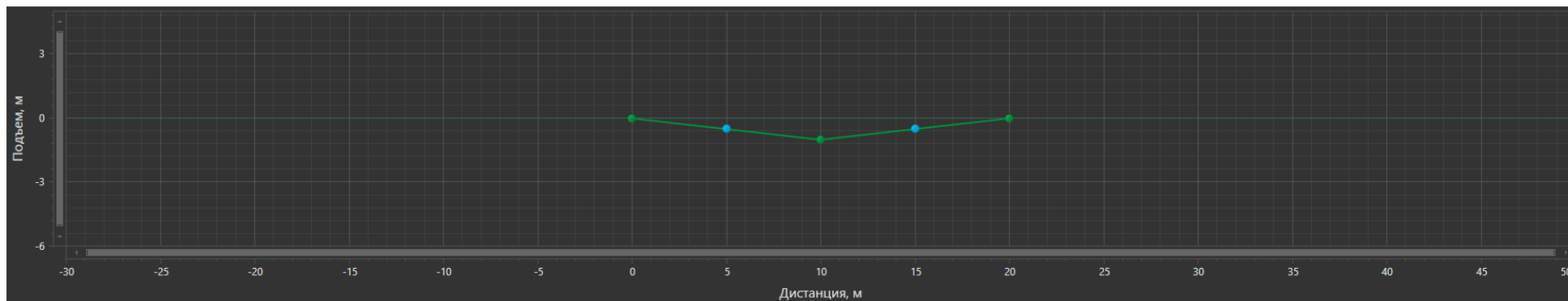


Рисунок 1.1.10 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1420 – Гребенка куста №1115»

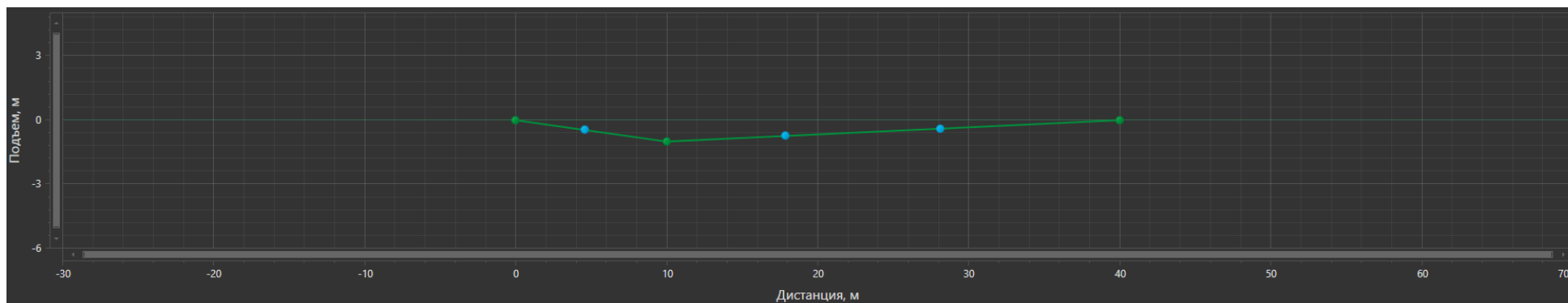


Рисунок 1.1.11 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1519 – Гребенка куста №1115»

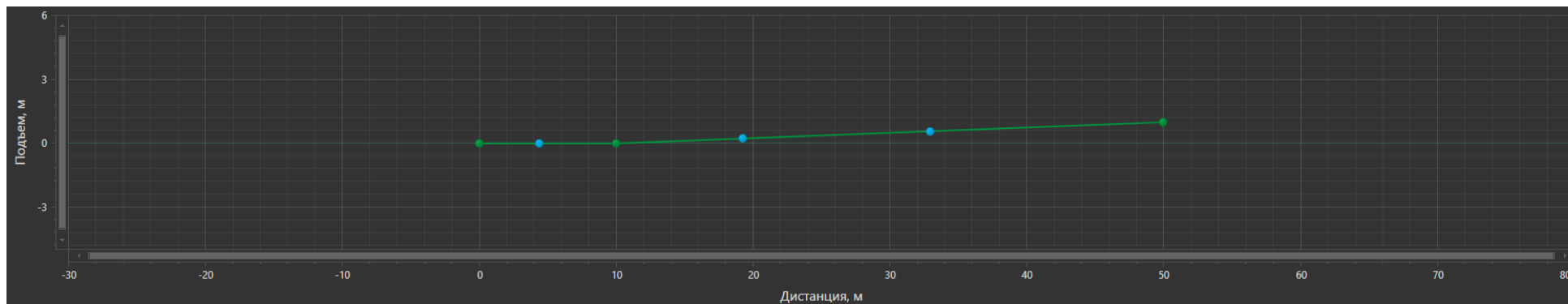


Рисунок 1.1.12 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1409 – Гребенка куста №1115»

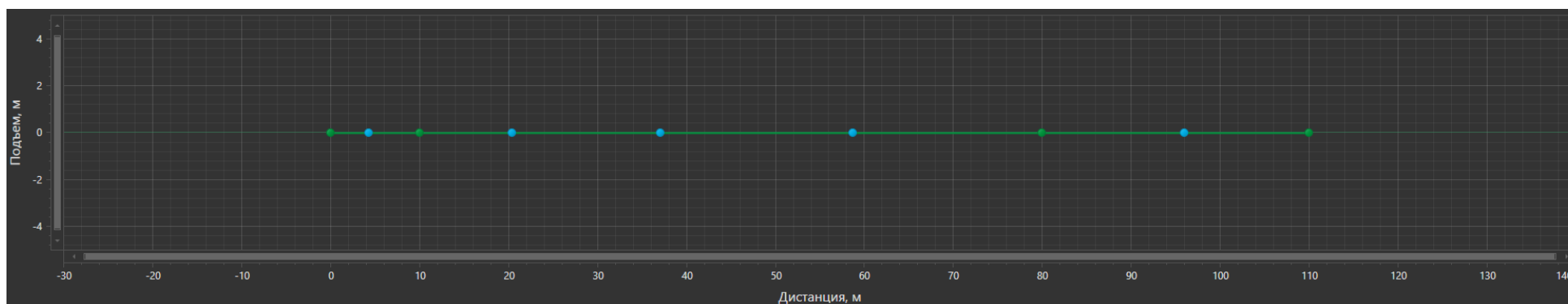


Рисунок 1.1.13 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1526 – АГЗУ-01407»

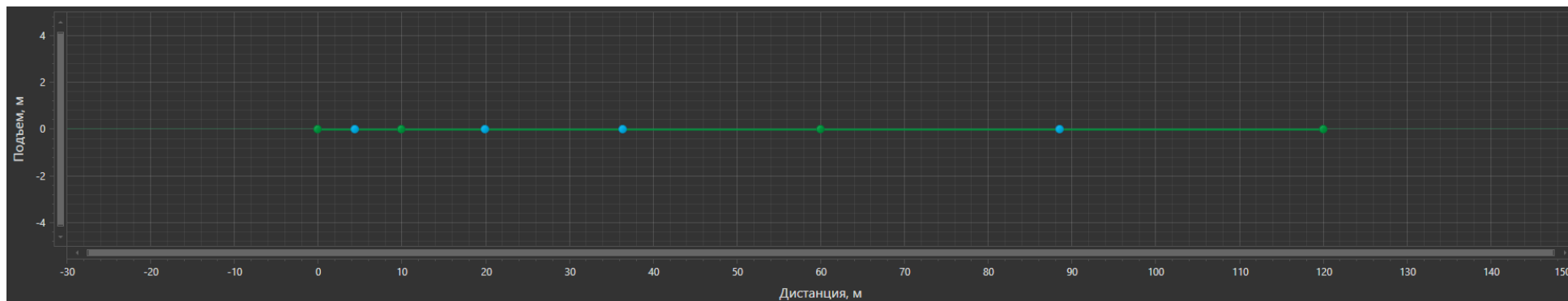


Рисунок 1.1.14 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1525 – АГЗУ-01407»

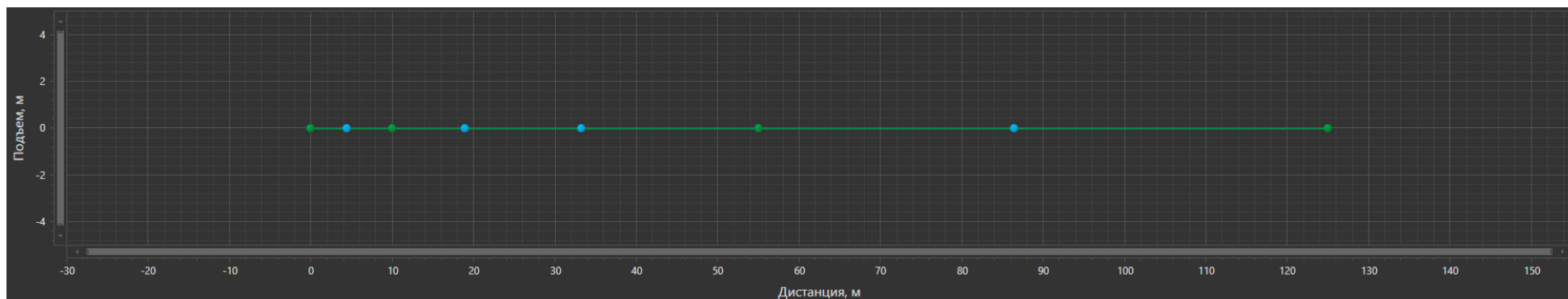


Рисунок 1.1.15 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1530 – АГЗУ-01407»

Глубина залегания нефтепроводов в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания нефтепроводов принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России».

Расчёт проводился при температуре грунта 2,1 °С на глубине прокладки нефтепроводов, температура жидкости составляет 5 °С – наименее благоприятные климатические условия транспортировки продукции.

Реологические свойства эмульсий определены в результате лабораторных исследований при 5 °С, результаты которых представлены в таблицах 1.1.1-1.1.4.

Таблица 1.1.1

Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности

Объект	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
ДНС-0120	874	0	25,7
		20	109,5
		40	213,5
		60	449,5
		80	4,65

Таблица 1.1.2

Значения динамической вязкости эмульсий пласта Т Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)

Объект	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
Скв. 1342	824	0	9,8
		10	18,1
		20	20,4
		30	22,7
		40	26,2
		50	35,4
		60	44,8
		70	72,5
		80	15,9
		90	9,0

Таблица 1.1.3

Значения динамической вязкости эмульсий пласта Тл-Бб Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)

Объект	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
Скв. 263	803	0	9,0
		10	12,7
		20	18,9
		30	21,3
		40	24,6
		50	31,2
		60	40,4
		70	44,2
		80	12,1
		90	8,6

Таблица 1.1.4

Значения динамической вязкости эмульсий пласта Мл Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)

Объект	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
Скв. 169	851	0	19,1
		10	19,8
		20	21,8
		30	23,6
		40	26,9
		50	41,4
		60	57,6
		70	99,9
		80	35,2
		90	9,6

Дебиты и обводненность продукции приняты по данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НИИ ОНГМ.

Давление на входе в ДНС-0120 принято 0,35 МПа, по данным Заказчика.

Свойства нефти, газа и воды приведены в таблице 1.1.5.

Таблица 1.1.5

## Свойства нефти, газа и воды

Объект	Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Плотность воды, т/м <sup>3</sup>	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
СКВ. 1113	890	1170	1,09	56,8
СКВ. 1114	890	1170		56,8
СКВ. 1115	890	1170		56,8
СКВ. 1117	860	1170		56,8
СКВ. 1118	890	1170		56,8
СКВ. 1122	860	1170		56,8
СКВ. 1170	913	1170		56,8
СКВ. 1171	913	1170		56,8
СКВ. 1173	860	1170		56,8
СКВ. 1174	860	1170		56,8
СКВ. 1176	860	1170		56,8
СКВ. 1302	833	1170		203,4
СКВ. 1304	816	1300		203,4
СКВ. 1305	873	1170		56,8
СКВ. 1311	880	1170		91
СКВ. 1312	841	1170		96,3
СКВ. 1333	828	1170		96,3
СКВ. 1334	844	1170		96,3
СКВ. 1337	875	1170		91
СКВ. 1341	857	1170		91
СКВ. 1342	840	1170		91
СКВ. 1345	879	1170		91
СКВ. 1401	890	1170		91
СКВ. 1402	867	1170		91
СКВ. 1500	835	1170		91
СКВ. 1501	842	1170		91
СКВ. 1502	857	1170		91
СКВ. 1503	857	1170		91
СКВ. 1506	857	1170		91
СКВ. 262	900	1170		56,8
СКВ. 263	867	1170		203,4
СКВ. 264	820	1170		91
СКВ. 266	826	1171		114
СКВ. 3	850	1170	56,8	
СКВ. 301	900	1170	94,5	
СКВ. 720	857	1167	91	
СКВ. 902	838	1170	91	
<b>СКВ. 1515</b>	<b>824</b>	<b>1184</b>	<b>91</b>	



Объект	Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	Плотность воды, т/м <sup>3</sup>	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
СКВ. 1350	803	1183	1,09	203,4
СКВ. 1351	803	1183		203,4
СКВ. 1352	803	1183		203,4
СКВ. 1527	824	1184		91,0
СКВ. 1408	851	1192		161,0
СКВ. 1517	824	1184		91,0
СКВ. 1420	851	1192		161,0
СКВ. 1519	824	1184		91,0
СКВ. 1409	851	1192		161,0
СКВ. 1526	824	1184		91,0
СКВ. 1525	824	1184		91,0
СКВ. 1530	824	1184		91,0

## **1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения**

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нефтепроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

В таблице 1.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. На рисунке 1.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения.



Рисунок 1.2.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния системы сбора Дороховского месторождения

Таблица 1.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы  
сбора скважинной продукции Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %
Скв. 1113	1,5	22,5
Скв. 1114	3,0	14,3
Скв. 1115	4,0	22,2
Скв. 1117	6,0	7,1
Скв. 1118	3,5	8,2
Скв. 1122	3,5	7,1
Скв. 1170	2,0	30,0
Скв. 1171	7,0	7,3
Скв. 1173	3,0	8,4
Скв. 1174	1,5	9,1
Скв. 1176	4,0	6,2
Скв. 1302	7,8	81,5
Скв. 1304	8,4	12,5
Скв. 1305	2,0	11,1
Скв. 1311	6,0	9,4
Скв. 1312	41,3	80,0
Скв. 1333	4,5	35,0
Скв. 1334	15,0	11,2
Скв. 1337	5,5	6,5
Скв. 1341	11,9	5,0
Скв. 1342	15,0	4,2
Скв. 1345	18,0	6,3
Скв. 1401	9,6	5,0
Скв. 1402	10,1	4,1
Скв. 1500	13,7	4,1
Скв. 1501	1,5	5,5
Скв. 1502	10,0	5,2
Скв. 1503	14,7	6,0
Скв. 1506	9,2	4,0
Скв. 262	7,5	8,3
Скв. 263	7,3	8,1
Скв. 264	10,0	30,0
Скв. 266	13,2	5,0
Скв. 3	2,1	38,5
Скв. 301	17,0	4,0
Скв. 720	5,3	7,0
Скв. 902	13,2	52,0

В результате гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, приведенные в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения

Объект	Расчётное давление, МПа	Давление по данным Заказчика, МПа	Отклонение, МПа
АГЗУ-01483	1,08	1,00	0,08
АГЗУ-01484	1,08	1,00	0,08
АГЗУ-01486	0,93	0,90	0,03
АГЗУ-01407	1,12	1,00	0,12
АГЗУ-01406	1,08	1,00	0,08
Куст 1115	1,09	1,00	0,09
Куст 1177	1,15	1,00	0,15
Скв. 1302	1,34	1,30	0,04
Скв. 1304	1,30	1,30	0,00
Скв. 1305	1,32	1,30	0,02
Скв. 1337	1,29	1,30	-0,01
Скв. 1341	1,28	1,30	-0,02
Скв. 1342	1,27	1,20	0,07
Скв. 1500	1,29	1,30	-0,01
Скв. 1501	1,31	1,30	0,01
Скв. 1502	1,31	1,30	0,01
Скв. 1503	1,30	1,30	0,00
Скв. 1506	1,29	1,30	-0,01
Скв. 264	1,34	1,40	-0,06
Скв. 1113	1,35	1,30	0,05
Скв. 1114	1,34	1,30	0,04
Скв. 1115	1,35	1,30	0,05
Скв. 1117	1,33	1,30	0,03
Скв. 1118	1,34	1,30	0,04
Скв. 1122	1,48	1,40	0,08
Скв. 1170	1,36	1,30	0,06
Скв. 1171	1,35	1,30	0,05
Скв. 1173	1,33	1,30	0,03
Скв. 1174	1,33	1,30	0,03
Скв. 1176	1,38	1,40	-0,02
Скв. 1311	1,27	1,20	0,07

Объект	Расчётное давление, МПа	Давление по данным Заказчика, МПа	Отклонение, МПа
Скв. 1312	1,31	1,30	0,01
Скв. 1333	1,21	1,20	0,01
Скв. 1334	1,26	1,20	0,06
Скв. 1345	1,24	1,20	0,04
Скв. 1401	1,38	1,40	-0,02
Скв. 1402	1,33	1,30	0,03
Скв. 262	1,43	1,50	-0,07
Скв. 263	1,30	1,30	0,00
Скв. 266	1,43	1,40	0,03
Скв. 3	1,13	1,10	0,03
Скв. 301	0,89	0,90	-0,01
Скв. 720	1,05	1,10	-0,05
Скв. 902	1,11	1,20	-0,09

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают  $\pm 0,15$  МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

### 1.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепровода в данном случае принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегает нефтепровод, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

Расчеты проведены с использованием исходных данных, приведенных в таблице 1.3.1.

На рисунке 1.3.1 представлена перспективная расчетная гидравлическая схема системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения.

Для проектируемых нефтепроводов Дороховского месторождения рассмотрены два варианта типоразмеров:

1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 5 мм.

Таблица 1.3.1

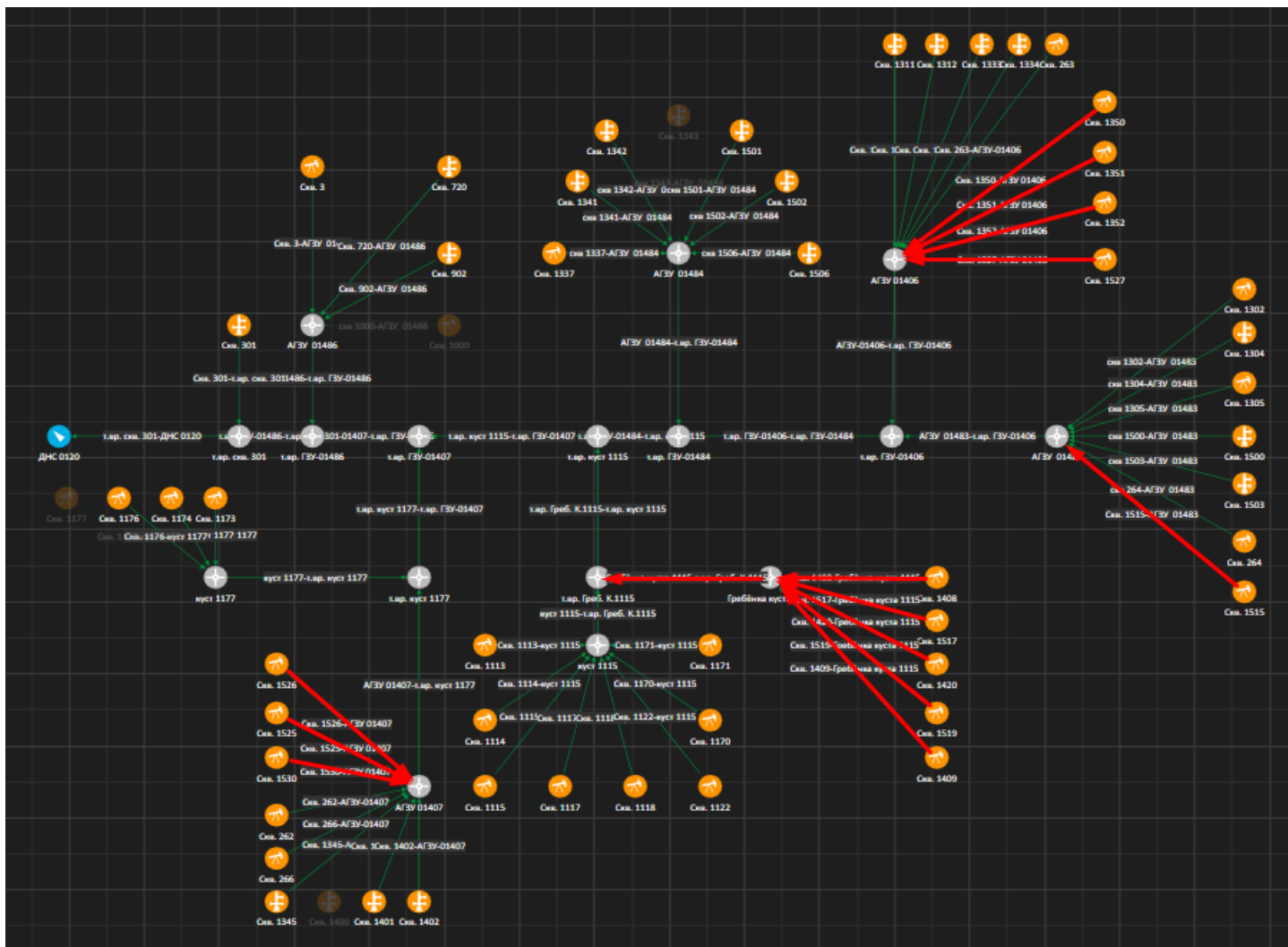
Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %
Скв. 1113	1,5	22,5
Скв. 1114	3,0	14,3
Скв. 1115	4,0	22,2
Скв. 1117	6,0	7,1
Скв. 1118	3,5	8,2
Скв. 1122	3,5	7,1
Скв. 1170	2,0	30,0
Скв. 1171	7,0	7,3
Скв. 1173	3,0	8,4
Скв. 1174	1,5	9,1
Скв. 1176	4,0	6,2
Скв. 1302	7,8	81,5
Скв. 1304	8,4	12,5
Скв. 1305	2,0	11,1

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %
СКВ. 1311	6,0	9,4
СКВ. 1312	41,3	80,0
СКВ. 1333	4,5	35,0
СКВ. 1334	15,0	11,2
СКВ. 1337	5,5	6,5
СКВ. 1341	11,9	5,0
СКВ. 1342	15,0	4,2
СКВ. 1345	18,0	6,3
СКВ. 1401	9,6	5,0
СКВ. 1402	10,1	4,1
СКВ. 1500	13,7	4,1
СКВ. 1501	1,5	5,5
СКВ. 1502	10,0	5,2
СКВ. 1503	14,7	6,0
СКВ. 1506	9,2	4,0
СКВ. 262	7,5	8,3
СКВ. 263	7,3	8,1
СКВ. 264	10,0	30,0
СКВ. 266	13,2	5,0
СКВ. 3	2,1	38,5
СКВ. 301	17,0	4,0
СКВ. 720	5,3	7,0
СКВ. 902	13,2	52,0
<b>СКВ. 1515</b>	<b>14,5 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,8</b>
<b>СКВ. 1350</b>	<b>21,5 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>15,1</b>
<b>СКВ. 1351</b>	<b>25,4 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>15,4</b>
<b>СКВ. 1352</b>	<b>26,6 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>15,3</b>
<b>СКВ. 1527</b>	<b>29,8 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,2</b>
<b>СКВ. 1408</b>	<b>12,5 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,9</b>
<b>СКВ. 1517</b>	<b>16,6 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,0</b>
<b>СКВ. 1420</b>	<b>25,3 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,9</b>
<b>СКВ. 1519</b>	<b>29,9 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,1</b>
<b>СКВ. 1409</b>	<b>8,8 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>21,1</b>
<b>СКВ. 1526</b>	<b>32,9 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,3</b>
<b>СКВ. 1525</b>	<b>17,9 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>20,2</b>
<b>СКВ. 1530</b>	<b>14,9 (с учетом 20% запаса)</b>	<b>19,7</b>

В результате гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, приведенные в таблице 1.3.2.





→ - Проектируемые трубопроводы

Рисунок 1.3.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Дороховского месторождения

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния  
системы сбора Дороховского месторождения

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
АГЗУ-01483	1,08	1,75	1,75	4,00
АГЗУ-01484	1,08	1,76	1,76	4,00
АГЗУ-01486	0,93	1,59	1,59	4,00
АГЗУ-01407	1,12	1,83	1,83	4,00
АГЗУ-01406	1,08	1,74	1,74	4,00
<b>Гребёнка куста №1115</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
Куст 1115	1,09	1,75	1,74	4,00
Куст 1177	1,15	1,85	1,85	4,00
СКВ. 1302	1,34	2,01	2,01	4,00
СКВ. 1304	1,30	1,97	1,97	4,00
СКВ. 1305	1,32	1,99	1,99	4,00
СКВ. 1337	1,29	1,98	1,98	4,00
СКВ. 1341	1,28	1,97	1,97	4,00
СКВ. 1342	1,27	1,96	1,96	4,00
СКВ. 1500	1,29	1,97	1,97	4,00
СКВ. 1501	1,31	1,99	1,99	4,00
СКВ. 1502	1,31	2,00	2,00	4,00
СКВ. 1503	1,30	1,98	1,98	4,00
СКВ. 1506	1,29	1,97	1,97	4,00
СКВ. 264	1,34	2,00	2,00	4,00
СКВ. 1113	1,35	2,00	2,00	4,00
СКВ. 1114	1,34	1,99	1,99	4,00
СКВ. 1115	1,35	2,00	2,00	4,00
СКВ. 1117	1,33	1,98	1,98	4,00
СКВ. 1118	1,34	1,99	1,99	4,00
СКВ. 1122	1,48	2,14	2,14	4,00
СКВ. 1170	1,36	2,01	2,01	4,00
СКВ. 1171	1,35	2,00	2,00	4,00
СКВ. 1173	1,33	2,04	2,04	4,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
Скв. 1174	1,33	2,04	2,04	4,00
Скв. 1176	1,38	2,09	2,09	4,00
Скв. 1311	1,27	1,93	1,93	4,00
Скв. 1312	1,31	1,97	1,97	4,00
Скв. 1333	1,21	1,87	1,87	4,00
Скв. 1334	1,26	1,92	1,92	4,00
Скв. 1345	1,24	1,95	1,95	4,00
<b>Скв. 1350</b>	-	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1351</b>	-	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1352</b>	-	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4,00</b>
Скв. 1401	1,38	2,08	2,08	4,00
Скв. 1402	1,33	2,04	2,04	4,00
<b>Скв. 1408</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1409</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1420</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1515</b>	-	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1517</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1519</b>	-	<b>1,81</b>	<b>1,78</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1525</b>	-	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1526</b>	-	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1527</b>	-	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4,00</b>
<b>Скв. 1530</b>	-	<b>1,83</b>	<b>1,83</b>	<b>4,00</b>
Скв. 262	1,43	2,24	2,24	4,00
Скв. 263	1,30	1,95	1,95	4,00
Скв. 266	1,43	2,14	2,14	4,00
Скв. 3	1,13	1,80	1,80	4,00
Скв. 301	0,89	0,91	0,91	4,00
Скв. 720	1,05	1,72	1,72	4,00
Скв. 902	1,11	1,77	1,77	4,00

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20% запаса для проектируемых скважин, наблюдается, что расчетные давления на

всех объектах системы сбора для обоих вариантов типоразмеров не превышают значений максимально разрешенных давлений в трубопроводах.

Для проектируемых трубопроводов Дороховского месторождения вариант реализации типоразмером 114x5 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89x5 мм.

## **2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ППД ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1. Исходные данные для гидравлического расчёта**

На основании имеющейся информации подготовлены данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Принципиальная схема проектируемых трубопроводов системы ППД Дороховского месторождения, предоставленная специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ, приведена на рисунке 2.1.1.

Профили проектируемых трубопроводов системы ППД Дороховского месторождения представлены на рисунках 2.1.2. – 2.1.6.

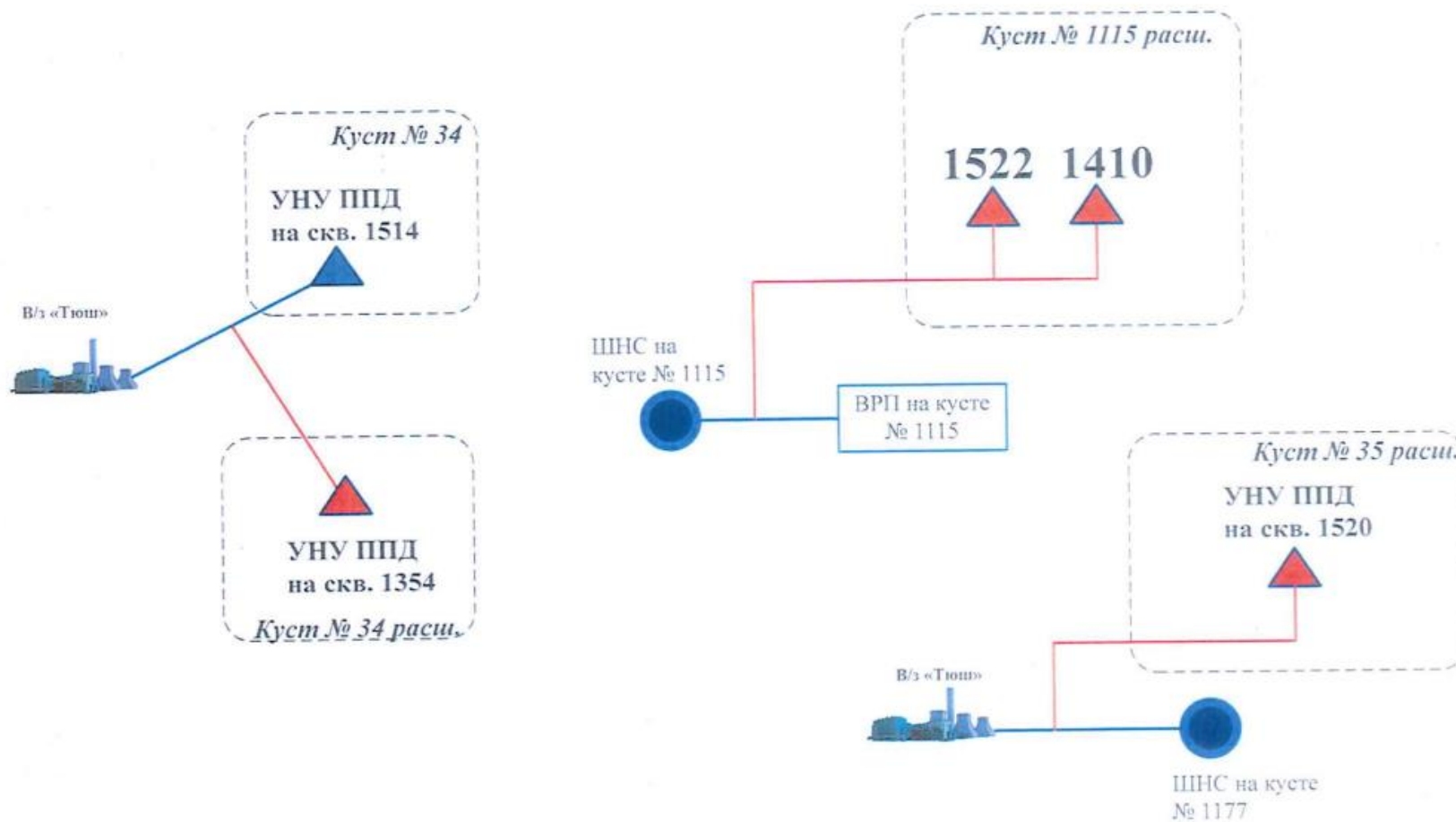


Рисунок 2.1.1 – Принципиальная схема проектируемых трубопроводов системы ППД Дороховского месторождения

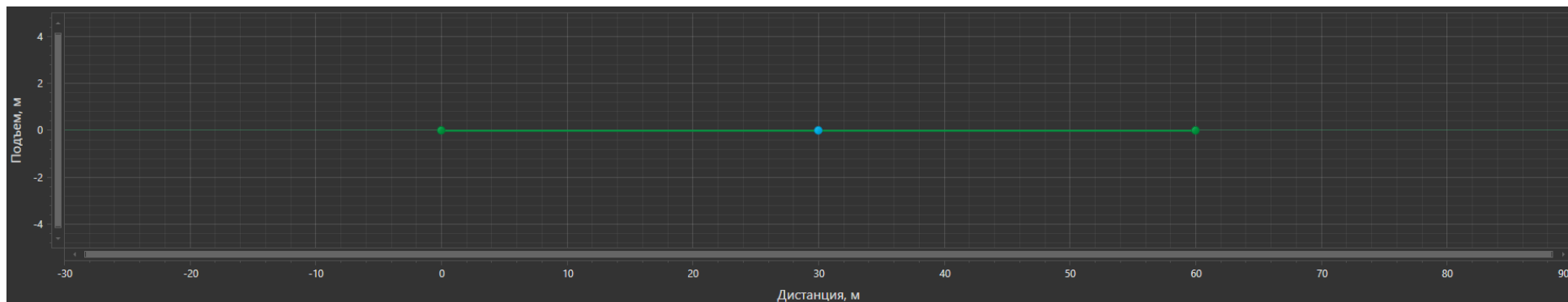


Рисунок 2.1.2 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода  
 «т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Сква. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Сква. № 1354»

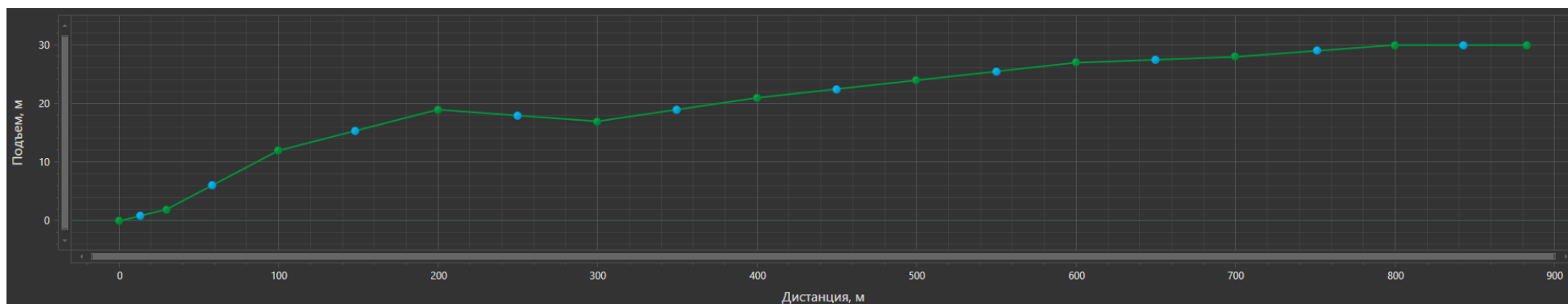


Рисунок 2.1.3 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода  
 «т.вр. «в/з «Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Сква. № 1520»

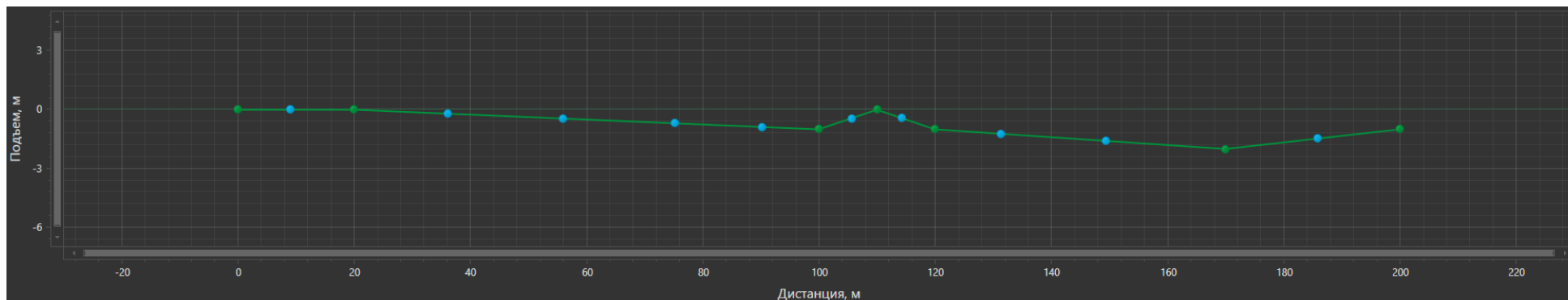


Рисунок 2.1.4 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода  
«т.вр. «ШНС К. № 1115 – ВРП на Кусте №1115» - скв. № 1410» (1 вариант подключения)

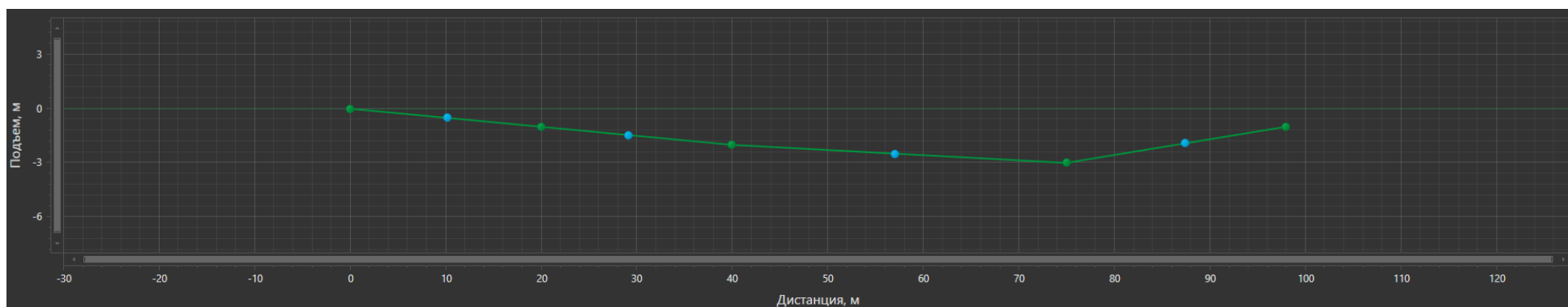


Рисунок 2.1.5 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода  
«т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» (2 вариант подключения)



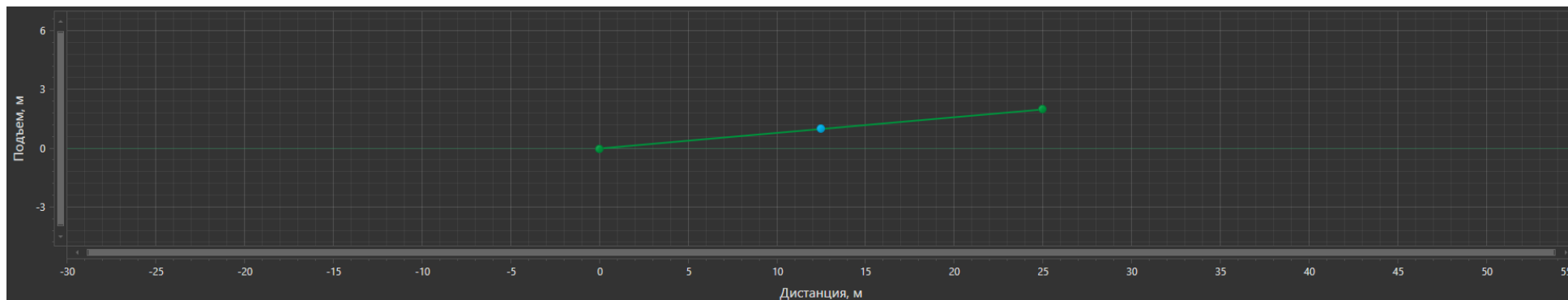


Рисунок 2.1.6 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522»

Глубина залегания нагнетательных трубопроводов в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания нагнетательных трубопроводов принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России». Расчёт проводился при температуре грунта 2,1 °С.

Плотность закачиваемой пресной технической воды с в/з «Тюш» принята 1000 кг/м<sup>3</sup>, по данным Заказчика.

Давление на выкиде в/з «Тюш» принято 2,67 МПа, по данным Заказчика.

Давление на выкиде ШНС К. №1115 принято 12,00 МПа, по данным Заказчика.

## **2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения**

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности нагнетательных трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нагнетательные трубопроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

В таблице 2.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета.

На рисунке 2.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения.

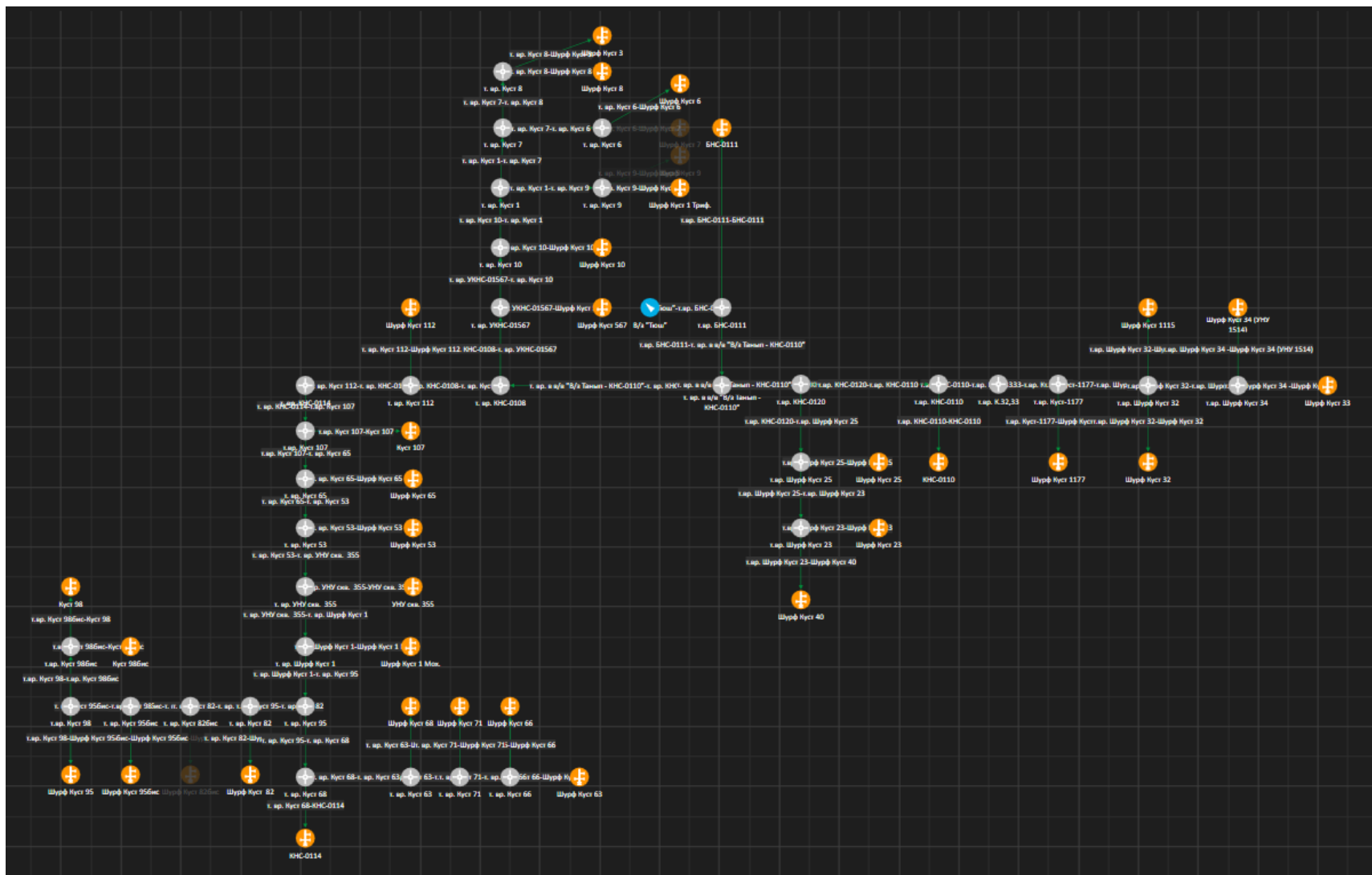


Рисунок 2.2.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

Таблица 2.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния  
низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
БНС-0111	400
КНС-0110	600
КНС-0114	450
ШНС К.107	33
ШНС К.98	127
ШНС К.98бис	89
УНУ Скв. 355	60
ШНС К.82	162
ШНС К.1 Мох.	73
ШНС К.1 Триф.	126
ШНС К.10	137
ШНС К.1115	172
ШНС К.112	52
ШНС К.1177	97
ШНС К.23	209
ШНС К.25	166
ШНС К.3	54
ШНС К.32	118
ШНС К.33	120
ШНС К.34 (УНУ Скв. 1514)	36
ШНС К.40	266
ШНС К.53	24
ШНС К.567	90
ШНС К.6	50
ШНС К.63	140
ШНС К.65	31
ШНС К.66	134
ШНС К.68	160
ШНС К.71	125
ШНС К.8	161
ШНС К.95	101

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
ШНС К.95бис	127
ШНС К.7	ОТРС
ШНС К.82бис	ОТРС
ШНС К.9	Ограничение закачки

В результате гидравлического расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, приведенные в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

Объект	Расчётное давление, МПа	Давление по данным Заказчика, МПа	Отклонение, МПа
БНС-0111	0,41	0,40	0,01
КНС-0110	1,51	1,50	0,01
КНС-0114	1,40	1,50	-0,10
ШНС К.107	1,62	1,70	-0,08
ШНС К.98	1,21	1,10	0,11
ШНС К.98бис	1,22	1,20	0,02
УНУ Скв. 355	1,66	1,60	0,06
ШНС К.82	1,57	1,50	0,07
ШНС К.1 Мох.	0,96	1,00	-0,04
ШНС К.1 Триф.	1,97	2,00	-0,03
ШНС К.10	2,04	1,90	0,14
ШНС К.1115	1,20	1,25	-0,05
ШНС К.112	1,86	1,80	0,06
ШНС К.1177	1,35	1,25	0,10
ШНС К.23	1,58	1,60	-0,02
ШНС К.25	1,89	1,80	0,09
ШНС К.3	1,93	2,00	-0,07
ШНС К.32	1,56	1,70	-0,14
ШНС К.33	1,66	1,80	-0,14

Объект	Расчётное давление, МПа	Давление по данным Заказчика, МПа	Отклонение, МПа
ШНС К.34 (УНУ Скв. 1514)	1,10	1,25	-0,15
ШНС К.40	1,74	1,80	-0,06
ШНС К.53	1,40	1,50	-0,10
ШНС К.567	1,64	1,60	0,04
ШНС К.6	1,92	1,80	0,12
ШНС К.63	1,66	1,70	-0,04
ШНС К.65	1,73	1,70	0,03
ШНС К.66	1,59	1,50	0,09
ШНС К.68	1,51	1,60	-0,09
ШНС К.71	1,61	1,70	-0,09
ШНС К.8	1,63	1,60	0,03
ШНС К.95	1,47	1,50	-0,03
ШНС К.95бис	1,60	1,50	0,10

По результатам гидравлического расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения установлено, что расчётные давления на объектах системы ППД в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают  $\pm 0,15$  МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

### 2.3. Гидравлический расчёт текущего состояния высоконапорной части системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности нагнетательных трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нагнетательные трубопроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

В таблице 2.3.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета.

На рисунке 2.3.1 представлена расчетная гидравлическая схема текущего состояния высоконапорной части системы ППД Дороховского месторождения.

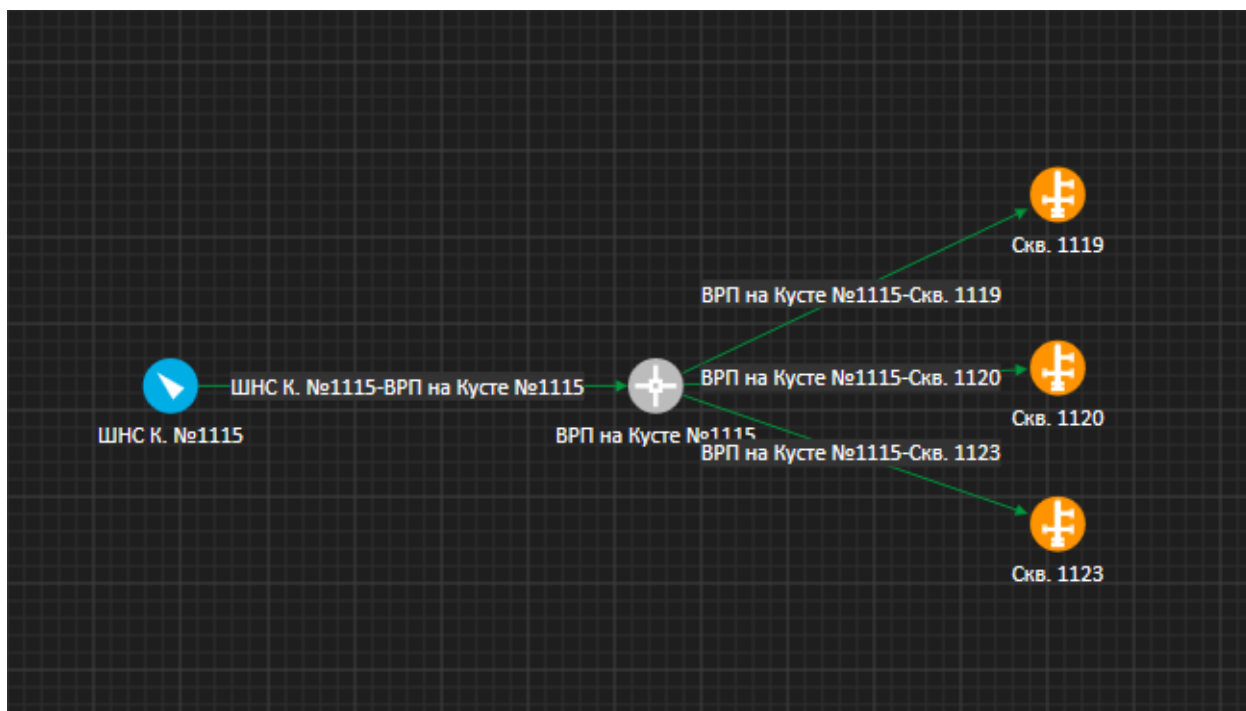


Рисунок 2.3.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения



Таблица 2.3.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
Скв. 1119	53
Скв. 1120	56
Скв. 1123	63

В результате гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, приведенные в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения

Объект	Расчётное давление, МПа	Давление по данным Заказчика, МПа	Отклонение, МПа
ВРП на Кусте №1115	11,99	12,00	-0,01
Скв. 1119	11,99	12,00	-0,01
Скв. 1120	11,13	11,00	0,13
Скв. 1123	11,09	11,00	0,09

По результатам гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения установлено, что расчётные давления на объектах системы ППД в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают  $\pm 0,15$  МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

## 2.4. Гидравлический расчёт перспективного состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности реконструируемых нагнетательных трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нагнетательные трубопроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

Расчеты проведены с использованием расчётной гидравлической схемы, представленной на рисунке 2.4.1 и исходных данных, представленных в таблице 2.4.1.

Для проектируемых низконапорных водоводов «т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Скв. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Скв. № 1354» и «т.вр. «в/з «Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Скв. № 1520» Дороховского месторождения рассмотрено два варианта типоразмеров:

1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 5 мм.

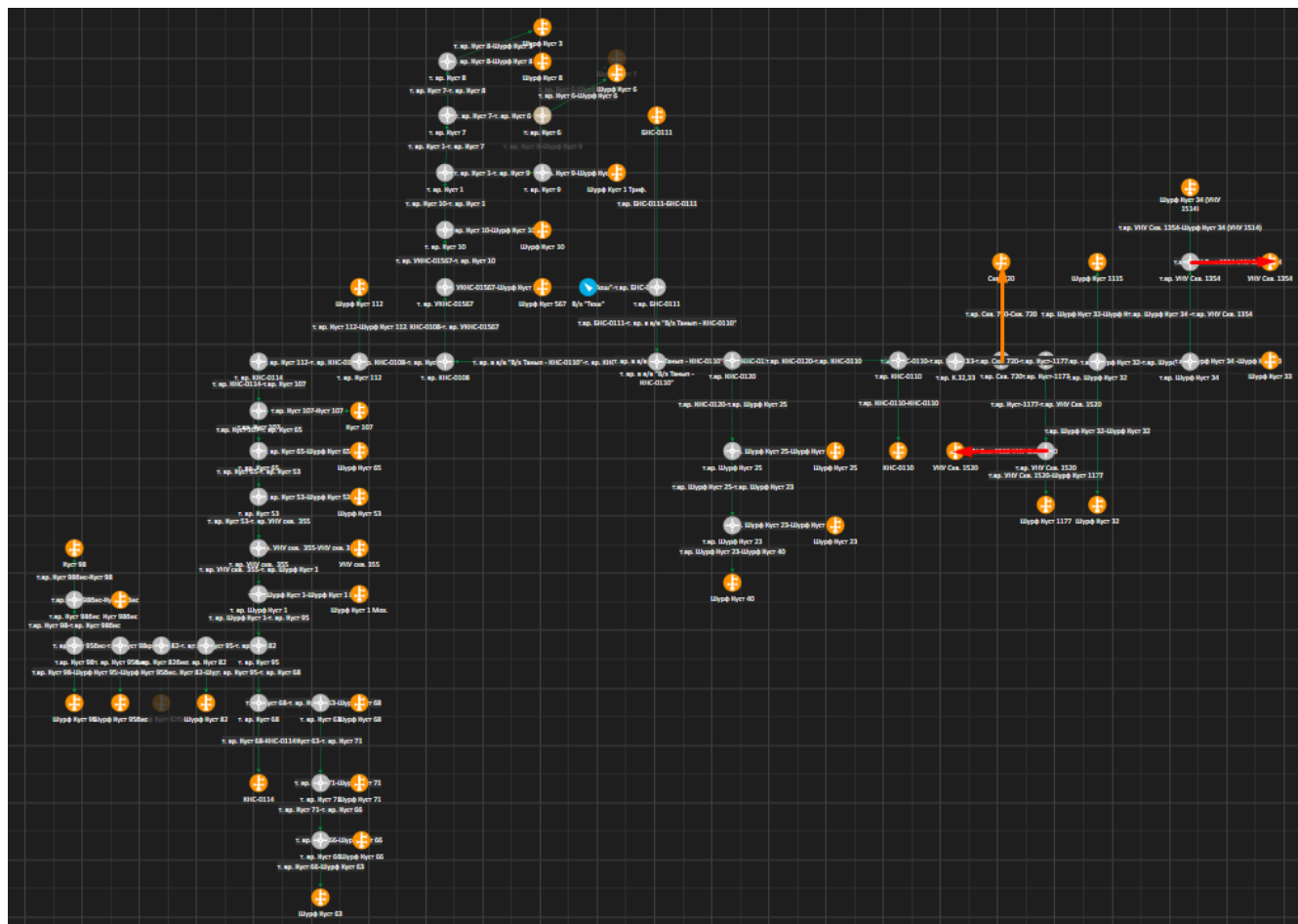
При проведении гидравлического расчета по данному объекту была учтена проектируемая скважина УНУ Скв. №720 по объекту: «Строительство объектов системы ППД для скважины №720 Дороховского месторождения», расчет которой производился для аналогичных вариантов типоразмеров.

Таблица 2.4.1

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
БНС-0111	400
КНС-0110	600
КНС-0114	450
ШНС К.107	33
ШНС К.98	127

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
ШНС К.98бис	89
УНУ Скв. 355	60
ШНС К.82	162
ШНС К.1 Мох.	73
ШНС К.1 Триф.	126
ШНС К.10	137
<b>ШНС К.1115</b>	<b>280 (с учетом 20% запаса для проектируемых скважин К. №1115)</b>
ШНС К.112	52
ШНС К.1177	97
ШНС К.23	209
ШНС К.25	166
ШНС К.3	54
ШНС К.32	118
ШНС К.33	120
ШНС К.34 (УНУ Скв. 1514)	36
ШНС К.40	266
ШНС К.53	24
ШНС К.567	90
ШНС К.6	50
ШНС К.63	140
ШНС К.65	31
ШНС К.66	134
ШНС К.68	160
ШНС К.71	125
ШНС К.8	161
ШНС К.95	101
ШНС К.95бис	127
<b>УНУ Скв. №1354</b>	<b>60 (с учетом 20% запаса)</b>
<b>УНУ Скв. №1520</b>	<b>48 (с учетом 20% запаса)</b>
<b>УНУ Скв. №720</b>	<b>48 (с учетом 20% запаса)</b>



- Проектируемые трубопроводы
- Проектируемый трубопровод по объекту:

«Строительство объектов системы ППД для скважины №720 Дороховского месторождения».

Рисунок 2.4.1 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния низконапорной части с системы ППД

Дороховского месторождения

В результате гидравлического расчета перспективного состояния низконапорной части с системы ППД Дороховского месторождения, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, представленные в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния низконапорной части с системы ППД Дороховского месторождения

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
БНС-0111	0,41	0,41	0,41	2,50
КНС-0110	1,51	1,48	1,48	2,50
КНС-0114	1,40	1,37	1,37	2,80
ШНС К.107	1,62	1,59	1,59	3,20
ШНС К.98	1,21	1,23	1,23	2,50
ШНС К.98бис	1,22	1,25	1,25	2,50
УНУ Скв. 355	1,66	1,63	1,63	3,20
ШНС К.82	1,57	1,60	1,60	2,50
ШНС К.1 Мох.	0,96	0,93	0,93	3,20
ШНС К.1 Триф.	1,97	1,94	1,94	3,20
ШНС К.10	2,04	2,01	2,01	3,20
<b>ШНС К.1115</b>	<b>1,20</b>	<b>0,45</b>	<b>0,45</b>	<b>2,50</b>
ШНС К.112	1,86	1,83	1,83	4,00
ШНС К.1177	1,35	0,75	0,75	2,50
ШНС К.23	1,58	1,55	1,55	2,50
ШНС К.25	1,89	1,86	1,86	2,50
ШНС К.3	1,93	1,90	1,90	3,20
ШНС К.32	1,56	0,83	0,83	2,50
ШНС К.33	1,66	0,92	0,92	2,50
ШНС К.34 (УНУ Скв. 1514)	1,10	0,35	0,35	2,50
ШНС К.40	1,74	1,71	1,71	2,50
ШНС К.53	1,40	1,37	1,37	3,20
ШНС К.567	1,64	1,61	1,61	3,20
ШНС К.6	1,92	1,89	1,89	3,20
ШНС К.63	1,66	1,62	1,63	2,50
ШНС К.65	1,73	1,70	1,70	3,20
ШНС К.66	1,59	1,56	1,56	2,50
ШНС К.68	1,51	1,48	1,48	2,50

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
ШНС К.71	1,61	1,58	1,58	2,50
ШНС К.8	1,63	1,60	1,60	3,20
ШНС К.95	1,47	1,50	1,50	2,50
ШНС К.95бис	1,60	1,63	1,63	2,50
<b>УНУ Скв. №1354</b>	-	<b>0,35</b>	<b>0,35</b>	<b>4,00</b>
<b>УНУ Скв. №1520</b>	-	<b>0,57</b>	<b>0,57</b>	<b>4,00</b>
<b>УНУ Скв. №720</b>	-	<b>1,39</b>	<b>1,39</b>	<b>4,00</b>

По полученным результатам гидравлического расчета низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке проектируемых скважин, расчетные давления на всех объектах системы ППД и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления.

Вариант 114x5 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего для проектируемых низконапорных водоводов Дороховского месторождения рекомендуется использовать трубы типоразмером 89x5 мм.

Графики распределения давления по профилям проектируемых трубопроводов для рекомендованного типоразмера представлены на рисунках 2.4.2. - 2.4.3.



Рисунок 2.4.2 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу  
«т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Скв. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Скв. № 1354»

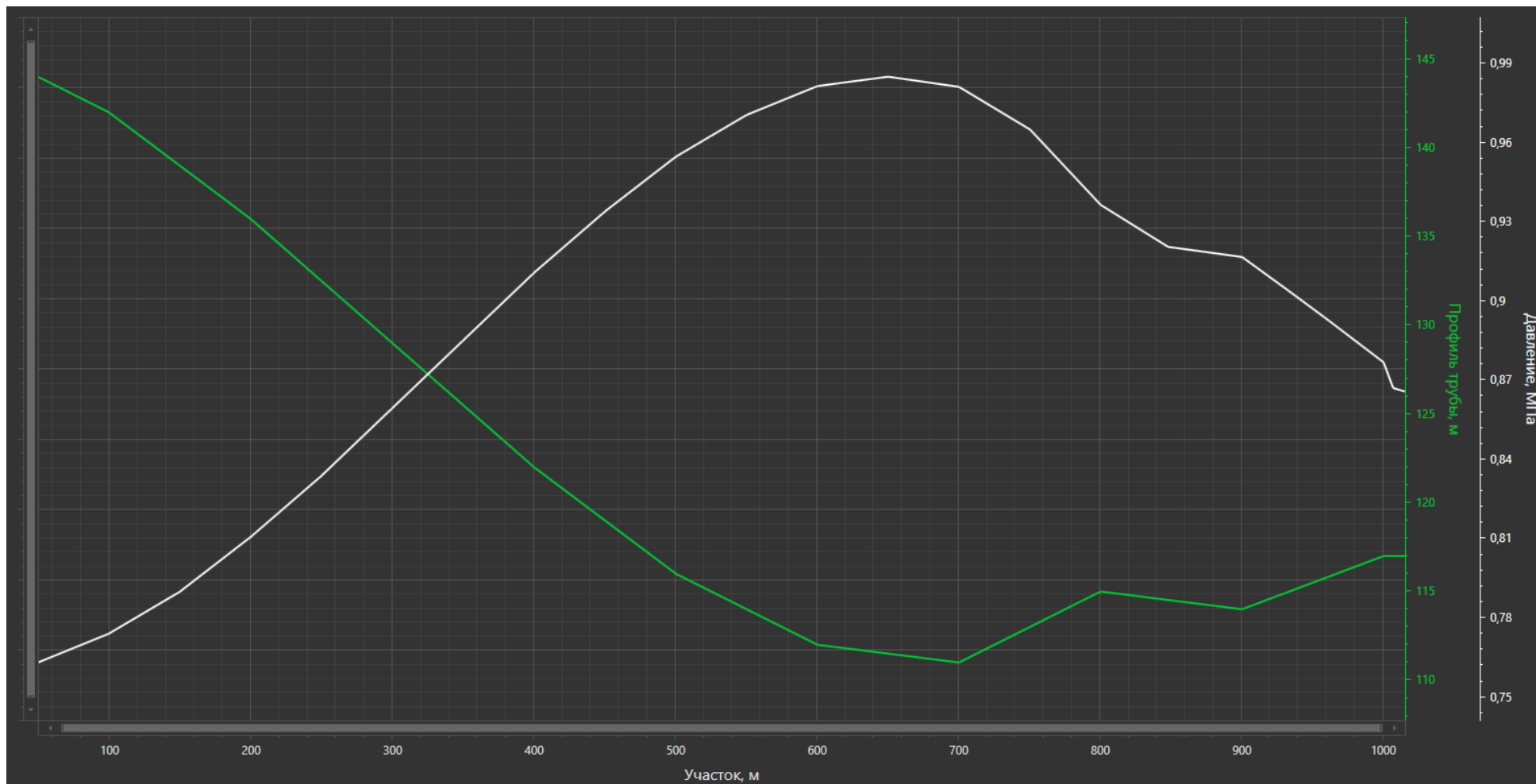


Рисунок 2.4.3 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу  
«т.вр. «в/з «Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Скв. № 1520»



## 2.5. Гидравлический расчёт перспективного состояния высоконапорной части системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности реконструируемых нагнетательных трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нагнетательные трубопроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

Расчеты проведены с использованием расчётных гидравлических схем, представленных на рисунках 2.5.1-2.5.2 и исходных данных, представленных в таблице 2.5.1.

Для проектируемых высоконапорных водоводов на Кусте № 1115 Дороховского месторождения рассмотрено два варианта подключения:

1 вариант: «т.вр. «ШНС К. № 1115 – ВРП на Кусте №1115» - скв. № 1410» и «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522»;

2 вариант: «т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» и «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522».

Для проектируемых высоконапорных водоводов Куста № 1115 Дороховского месторождения рассмотрено два варианта типоразмеров:

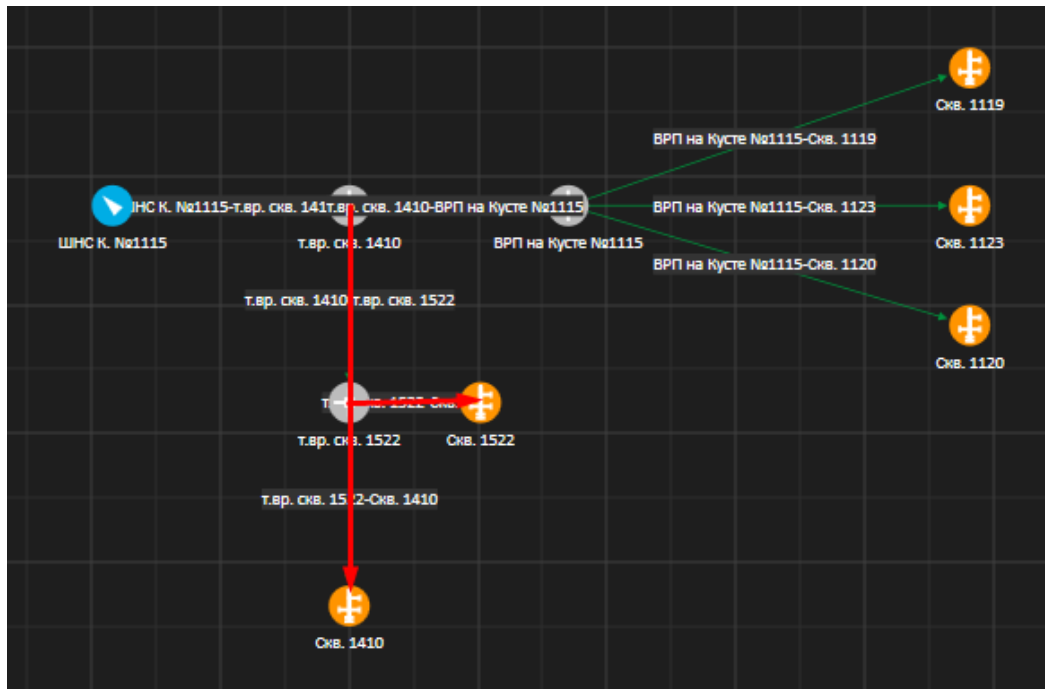
1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 8 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 8 мм.

Таблица 2.5.1

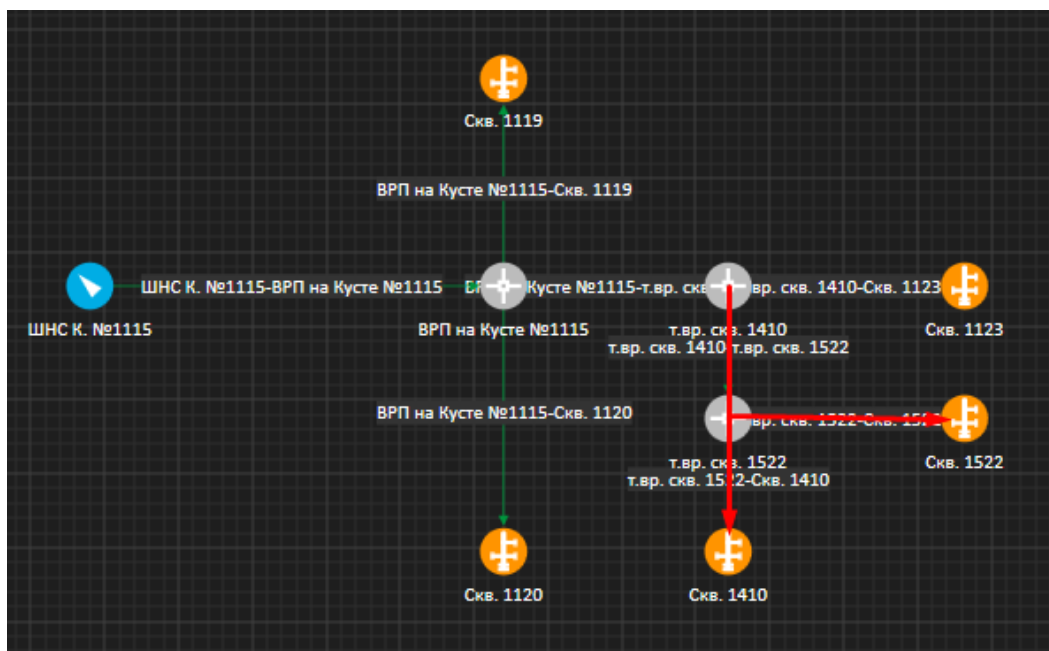
Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Дороховского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
Скв. 1119	53
Скв. 1120	56
Скв. 1123	63
<b>Скв. 1522</b>	<b>48 (с учетом 20% запаса)</b>
<b>Скв. 1410</b>	<b>60 (с учетом 20% запаса)</b>



██████████ - Проектируемые трубопроводы

Рисунок 2.5.2 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения)



██████████ - Проектируемые трубопроводы

Рисунок 2.5.3 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения)

В результате гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, представленные в таблицах 2.5.2-2.5.3.

Таблица 2.5.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
ВРП на Кусте №1115	11,99	11,99	11,99	21,00
Скв. 1119	11,99	11,99	11,99	21,00
Скв. 1120	11,13	11,13	11,13	21,00
Скв. 1123	11,09	11,09	11,09	21,00
<b>Скв. 1522</b>	-	<b>12,02</b>	<b>12,02</b>	<b>21,00</b>
<b>Скв. 1410</b>	-	<b>12,01</b>	<b>12,01</b>	<b>21,00</b>

Таблица 2.5.3

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
ВРП на Кусте №1115	11,99	11,99	11,99	21,00
Скв. 1119	11,99	11,99	11,99	21,00
Скв. 1120	11,13	11,13	11,13	21,00
Скв. 1123	11,09	11,00	11,00	21,00
<b>Скв. 1522</b>	-	<b>12,01</b>	<b>12,01</b>	<b>21,00</b>
<b>Скв. 1410</b>	-	<b>12,01</b>	<b>12,01</b>	<b>21,00</b>

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по нагрузке для

проектируемых объектов, при фактическом давлении на выкиде ШНС К. №1115 – 12,0 МПа, расчетные давления для всех объектов системы и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов подключения и типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления (21,0 МПа).

Вариант 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего для проектируемых трубопроводов рекомендуется использовать второй вариант подключения с использованием труб типоразмером 89x8 мм.

Графики распределения давления по профилям проектируемых трубопроводов для рекомендованного типоразмера представлены на рисунках 2.5.4 - 2.5.6.

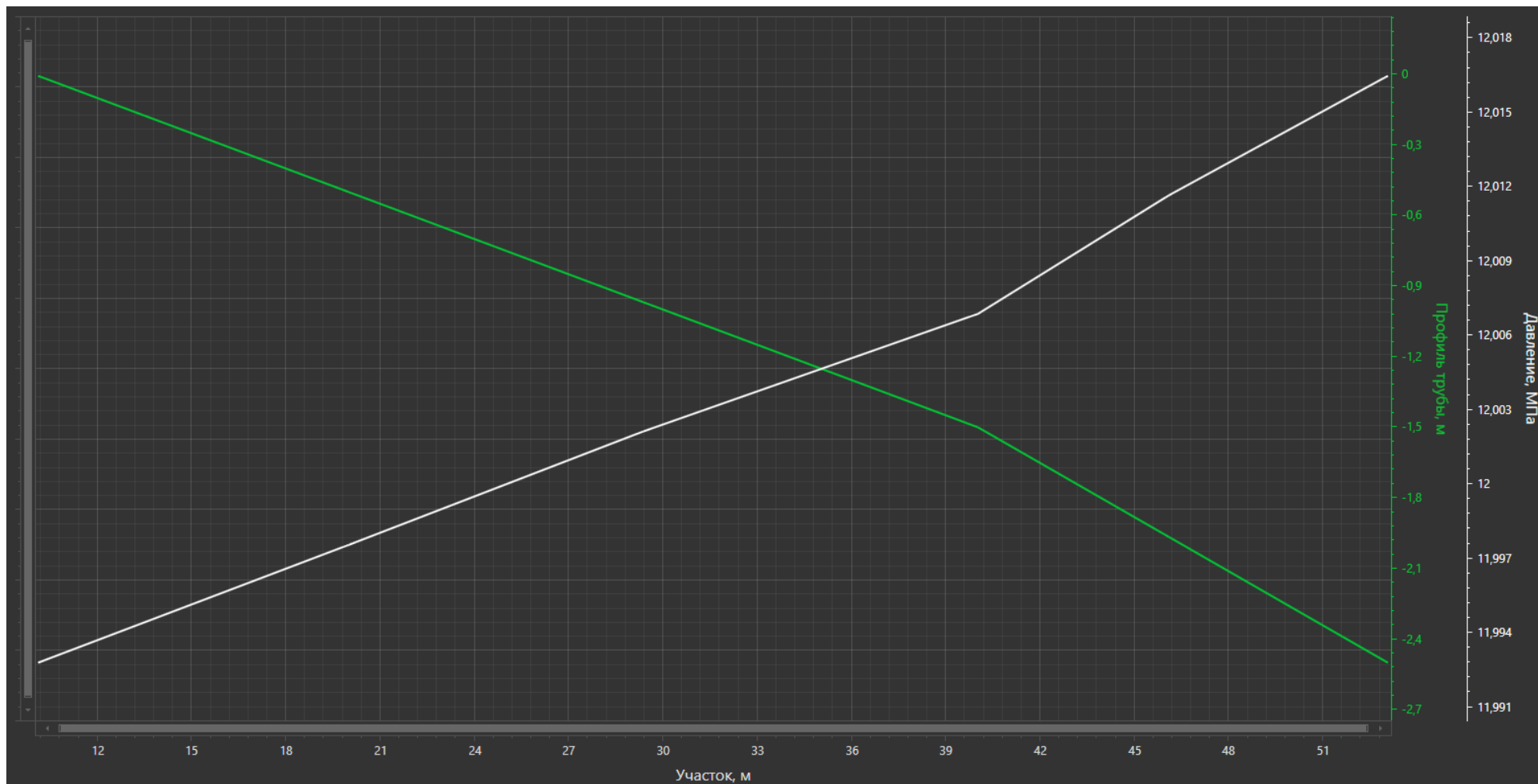


Рисунок 2.5.4 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу  
«т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» ПК 00+00 – ПК 00+53 (2 вариант подключения)

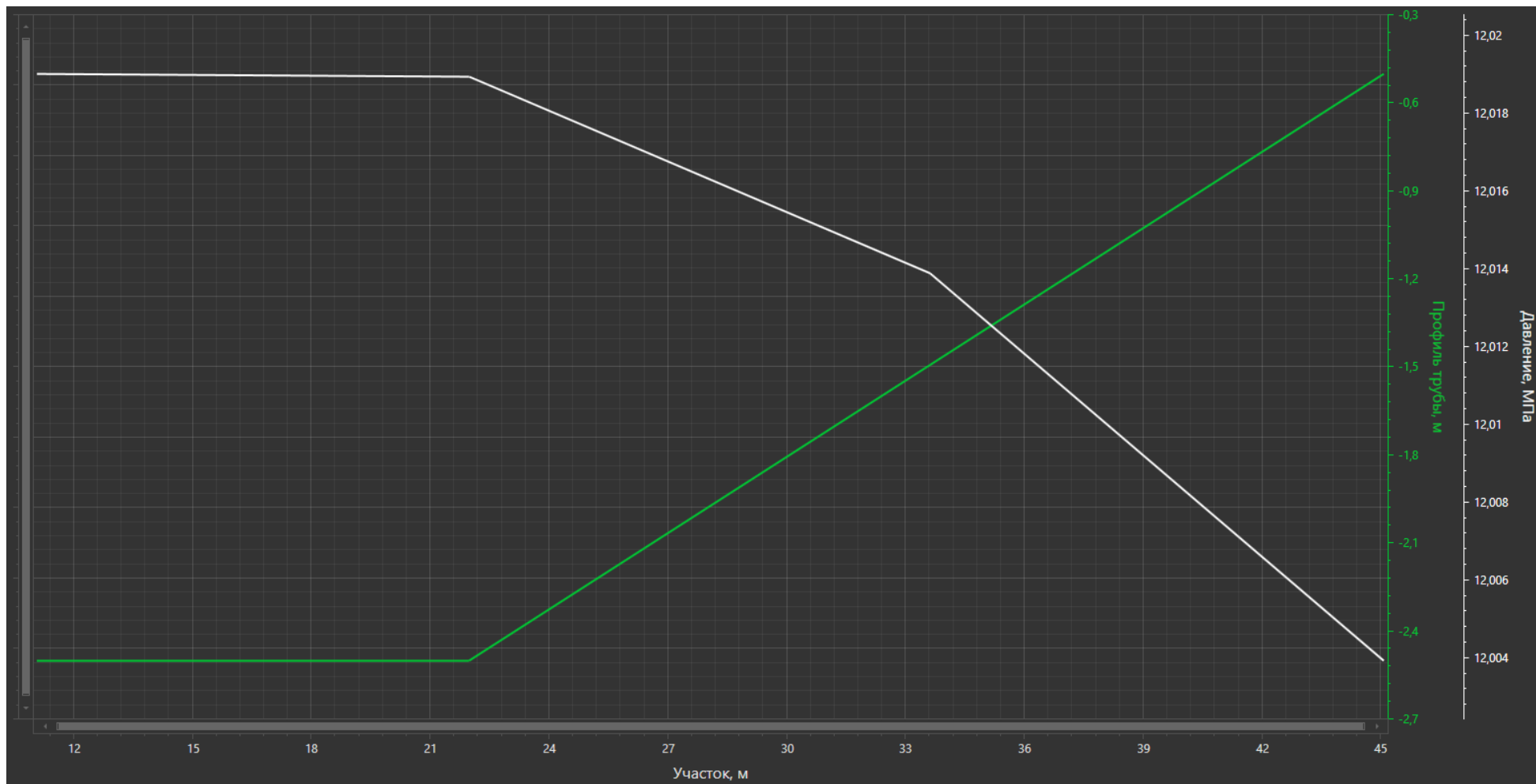


Рисунок 2.5.5 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу  
«т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» ПК 00+53 – ПК 00+98 (2 вариант подключения)

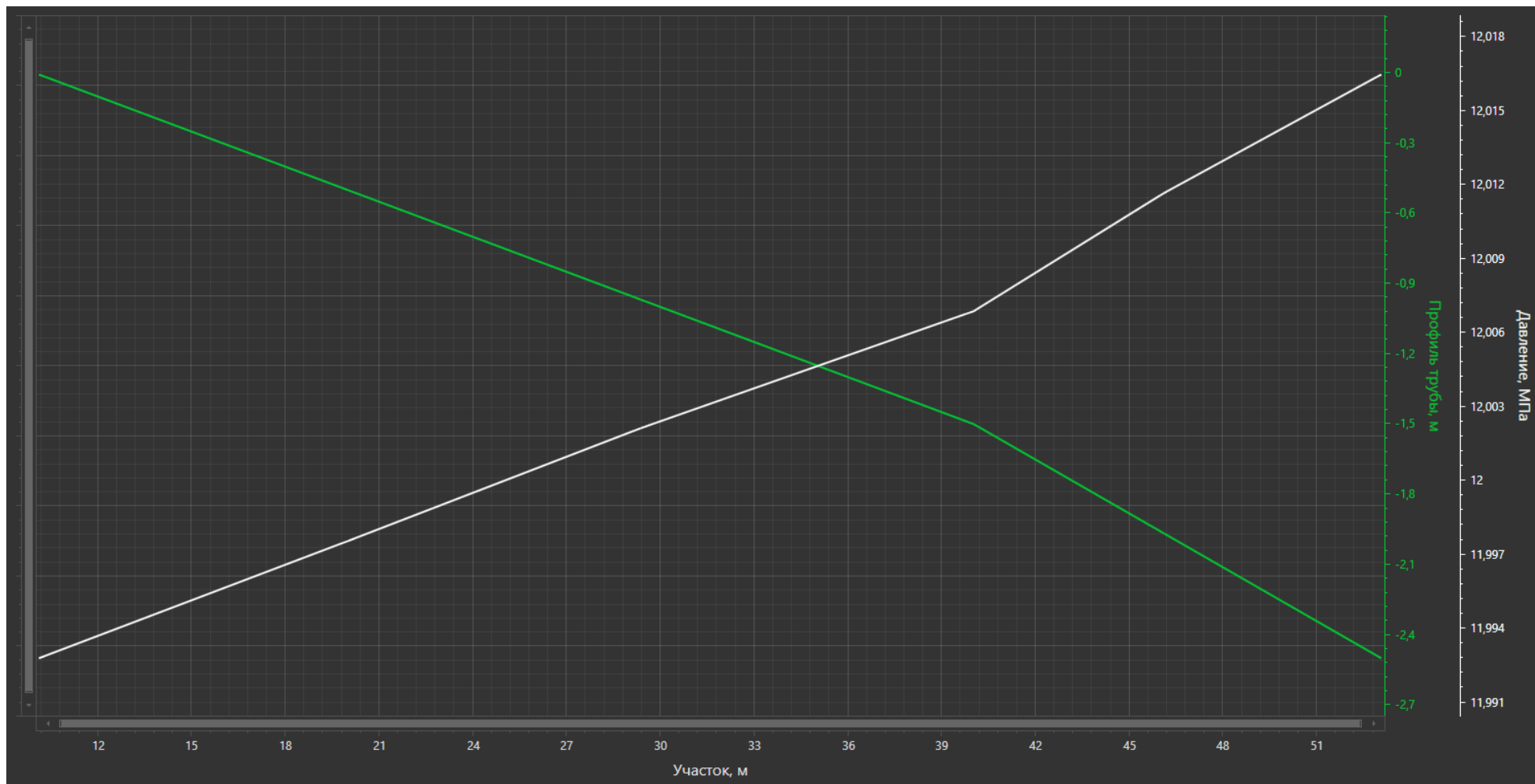


Рисунок 2.5.6 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу  
«т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522» (2 вариант подключения)

Для обеспечения требуемого давления закачки на проектируемых скважинах Куста № 1115 не менее 16,0 МПа, давление на выкиде ШНС К. №1115 должно составлять 16,05 МПа.

В таблицах 2.5.4-2.5.5 представлены результаты гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения для двух вариантов подключения проектируемых скважин, при давлении на выкиде ШНС К. №1115 – 16,05 МПа.

Таблица 2.5.4

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения,  $P_{\text{ШНС К. №1115}} = 16,05$  МПа)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
ВРП на Кусте №1115	11,99	16,05	16,05	21,00
Скв. 1119	11,99	16,05	16,05	21,00
Скв. 1120	11,13	15,18	15,18	21,00
Скв. 1123	11,09	15,14	15,14	21,00
<b>Скв. 1522</b>	-	<b>16,07</b>	<b>16,07</b>	<b>21,00</b>
<b>Скв. 1410</b>	-	<b>16,06</b>	<b>16,06</b>	<b>21,00</b>

Таблица 2.5.5

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения,  $P_{\text{ШНС К. №1115}} = 16,05$  МПа)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное давление, МПа
		1 вариант	2 вариант	
ВРП на Кусте №1115	11,99	16,05	16,05	21,00
Скв. 1119	11,99	16,05	16,05	21,00
Скв. 1120	11,13	15,18	15,18	21,00
Скв. 1123	11,09	15,05	15,05	21,00
<b>Скв. 1522</b>	-	<b>16,06</b>	<b>16,06</b>	<b>21,00</b>
<b>Скв. 1410</b>	-	<b>16,06</b>	<b>16,06</b>	<b>21,00</b>



По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке для проектируемых объектов, при давлении на ШНС К. №1115 – 16,05 МПа, расчетные давления для всех объектов системы и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов подключения и типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления (21,0 МПа).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидравлических расчётов текущего и перспективного состояния системы сбора и ППД скважинной продукции Дороховского месторождения.

### Система сбора:

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Дороховского месторождения установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают  $\pm 0,15$  МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для проектируемых нефтепроводов Дороховского месторождения рассмотрены два варианта типоразмеров:

1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 5 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20% запаса для проектируемых скважин, наблюдается, что расчетные давления на всех объектах системы сбора для обоих вариантов типоразмеров не превышают значений максимально разрешенных давлений в трубопроводах.

Для проектируемых трубопроводов Дороховского месторождения вариант реализации типоразмером 114x5 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89x5 мм.

### Система ППД:

По результатам гидравлического расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения установлено, что расчётные давления на объектах системы ППД в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают  $\pm 0,15$  МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для проектируемых низконапорных водоводов «т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Скв. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Скв. № 1354» и «т.вр. «в/з

«Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Скв. № 1520» Дороховского месторождения рассмотрено два варианта типоразмеров:

1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 5 мм.

При проведении гидравлического расчета по данному объекту была учтена проектируемая скважина УНУ Скв. №720 по объекту: «Строительство объектов системы ППД для скважины №720 Дороховского месторождения», расчет которой производился для аналогичных вариантов типоразмеров.

По полученным результатам гидравлического расчета низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке проектируемых скважин, расчетные давления для всех объектов системы и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления.

Вариант 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего для проектируемых низконапорных водоводов Дороховского месторождения рекомендуется использовать трубы типоразмером 89x8 мм.

Для проектируемых высоконапорных водоводов на Кусте № 1115 Дороховского месторождения рассмотрено два варианта подключения:

1 вариант: «т.вр. «ШНС К. № 1115 – ВРП на Кусте №1115» - скв. № 1410» и «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522»;

2 вариант: «т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» и «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522».

Для проектируемых высоконапорных водоводов Куста № 1115 Дороховского месторождения рассмотрено два варианта типоразмеров:

1 вариант: трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 8 мм;

2 вариант: трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 8 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке для проектируемых скважин, при фактическом давлении на ШНС К. №1115 – 12.0

МПа, расчетные давления для всех объектов системы и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов подключения и типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления (21,0 МПа).

Вариант 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего для проектируемых трубопроводов рекомендуется использовать второй вариант подключения с использованием труб типоразмером 89x8 мм.

Для обеспечения требуемого давления закачки на проектируемых скважинах Куста № 1115 не менее 16,0 МПа, давление на выкиде ШНС К. №1115 должно составлять 16,05 МПа.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке для проектируемых объектов, при давлении на ШНС К. №1115 – 16,05 МПа, расчетные давления для всех объектов системы и в проектируемых трубопроводах для обоих вариантов подключения и типоразмеров не превышают значений максимально разрешенного давления (21,0 МПа).

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Название	стр.
Таблица 1.1.1 - Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности	13
Таблица 1.1.2 - Значения динамической вязкости эмульсий пласта Т Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)	13
Таблица 1.1.3 - Значения динамической вязкости эмульсий пласта Тл-Бб Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)	14
Таблица 1.1.4 - Значения динамической вязкости эмульсий пласта Мл Дороховского месторождения (Восточно-Дороховское поднятие)	14
Таблица 1.1.5 - Свойства нефти, газа и воды	15
Таблица 1.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения	19
Таблица 1.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения	20
Таблица 1.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Дороховского месторождения	22
Таблица 1.3.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора Дороховского месторождения	25
Таблица 2.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения	36
Таблица 2.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения	37
Таблица 2.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения	40
Таблица 2.3.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения	40
Таблица 2.4.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения	41
Таблица 2.4.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния низконапорной части с системы ППД Дороховского месторождения	44

Таблица 2.5.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Дороховского месторождения	48
Таблица 2.5.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения)	50
Таблица 2.5.3 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения)	50
Таблица 2.5.4 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения, Р (ШНС К. №1115) – 16,20 МПа)	55
Таблица 2.5.5 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения, Р (ШНС К. №1115) – 16,20 МПа)	55

## СПИСОК РИСУНКОВ

Название	стр.
Рисунок 1.1.1 - Принципиальная схема сбора скважинной продукции Дороховского месторождения	5
Рисунок 1.1.2 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1515 – АГЗУ-01483»	6
Рисунок 1.1.3 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1350 – АГЗУ-01406»	6
Рисунок 1.1.4 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1351 – АГЗУ-01406»	7
Рисунок 1.1.5 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1352 – АГЗУ-01406»	7
Рисунок 1.1.6 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1527 – АГЗУ-01406»	8
Рисунок 1.1.7 – Профиль проектируемого сборного нефтепровода «Гребенка куста №1115 – т.вр. в н/п с Куста №1115»	8
Рисунок 1.1.8 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1408 – Гребенка куста №1115»	9
Рисунок 1.1.9 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1517 – Гребенка куста №1115»	9
Рисунок 1.1.10 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1420 – Гребенка куста №1115»	10
Рисунок 1.1.11 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1519 – Гребенка куста №1115»	10
Рисунок 1.1.12 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1409 – Гребенка куста №1115»	11
Рисунок 1.1.13 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1526 – АГЗУ-01407»	11
Рисунок 1.1.14 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1525 – АГЗУ-01407»	12
Рисунок 1.1.15 – Профиль проектируемого выкидного нефтепровода «Скв. 1530 – АГЗУ-01407»	12
Рисунок 1.2.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния системы сбора Дороховского месторождения	18
Рисунок 1.3.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Дороховского месторождения	24
Рисунок 2.1.1 – Принципиальная схема проектируемых трубопроводов системы ППД Дороховского месторождения	29
Рисунок 2.1.2 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Скв. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Скв. № 1354»	30

Рисунок 2.1.3 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. «в/з «Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Скв. № 1520»	30
Рисунок 2.1.4 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. «ШНС К. № 1115 – ВРП на Кусте №1115» - скв. № 1410» (1 вариант подключения)	31
Рисунок 2.1.5 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» (2 вариант подключения)	31
Рисунок 2.1.6 – Профиль проектируемого нагнетательного трубопровода «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522»	32
Рисунок 2.2.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния низконапорной части системы ППД Дороховского месторождения	35
Рисунок 2.3.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения	39
Рисунок 2.4.1 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния низконапорной части с системы ППД Дороховского месторождения	43
Рисунок 2.4.2 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу «т.вр. «в/з «Тюш» – УНУ ППД Скв. № 1514 на Кусте № 34» - УНУ ППД Скв. № 1354»	46
Рисунок 2.4.3 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу «т.вр. «в/з «Тюш» – ШНС К. № 1177» - УНУ ППД Скв. № 1520»	47
Рисунок 2.5.2 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (1 вариант подключения)	49
Рисунок 2.5.3 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части с системы ППД ШНС К. №1115 Дороховского месторождения (2 вариант подключения)	49
Рисунок 2.5.4 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу «т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» ПК 00+00 – ПК 00+53 (2 вариант подключения)	52
Рисунок 2.5.5 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу «т.вр. «ВРП на Кусте №1115 – скв. № 1123» - скв. №1410» ПК 00+53 – ПК 00+98 (2 вариант подключения)	53
Рисунок 2.5.5 – Распределение давления по проектируемому трубопроводу «т.вр. – скв. № 1410» - скв. №1522» (2 вариант подключения)	54



### Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопровода

Ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб}}{v_{cp}}, \text{ ГОД}$$

где  $\delta_n$  - номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta_{отб}$  - отбраковочная толщина стенки, мм;

$v_{cp}$  - средняя скорость коррозии = 0,08 мм/год.

Отбраковочная толщина стенки определяется

$$\delta_{отб} = \frac{nPaD_n}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75, \text{ либо}$$

$$\delta_{отб} = \frac{nPaD_n}{(0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \leq 0,75,$$

где  $R_1^H$  - нормативное временное сопротивление металла труб,

$$R_1^H = 412 \text{ МПа};$$

$R_2^H$  - нормативный предел текучести металла труб,  $R_2^H = 245$  МПа;

$m_2$  - коэффициент условий работы трубопровода,  $m_2 = 0,75$ ;

$m_3$  - коэффициент работы материала трубопровода,  $m_3 = 1,0$ .

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = 245 \cdot 1,0 / (412 \cdot 0,75) = 0,793 \geq 0,75,$$

Тогда отбраковочная толщина определяется по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{nPaD_n}{2(R_1 + nP)},$$

где  $n$  - коэффициент перегрузки рабочего давления,  $n = 1,2$ ;

$P$  - максимальное рабочее давление в трубопроводе,  $P = 4,0$  МПа;

$\alpha$  - коэффициент несущей способности, для труб  $\alpha = 1,0$ ;

$D_n$  - наружный диаметр трубопровода, м;

$R_1$  - расчетное сопротивление материала труб, МПа, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1,$$

где  $K_1$  - коэффициент однородности материала труб,  $K_1 = 0,8$ ;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							30

$m_1$  - коэффициент условий работы материала труб,  $m_1 = 0,8$ .

Тогда

$$R_1 = 412 * 0,8 * 0,75 * 0,8 = 197,76 \text{ МПа}$$

Принимаемая величина отбраковочного размера трубы или литой детали ВПТ не может быть менее 2,0 мм для DN80 мм (таблица 1 Приложения №3 ФНИП №515 от 30.11.2017).

Литые изношенные корпуса задвижек подлежат отбраковке в случаях, если толщина стенки корпуса арматуры достигла 4,5 мм или меньше при DN80 мм.

Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 - Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов

Участок трубопровода	Максимальное рабочее давление, МПа	Наружный диаметр Дн, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная (критическая) толщина стенки, мм	Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	Минусовой допуск на изготовление труб, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Ресурс трубопровода, лет
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	89	1,1	1,4	2,0	0,75	2,15	2,15	36,25

Ресурс трубопроводов составляет для трубопровода Ø89x5 – 36,25 лет.

Назначенный срок эксплуатации, согласно ТУ ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», составляет 25 лет.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							31
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Взам. инв. №

Подш. и дата

Изм. № подл.

## Таблица регистрации изменений

## Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

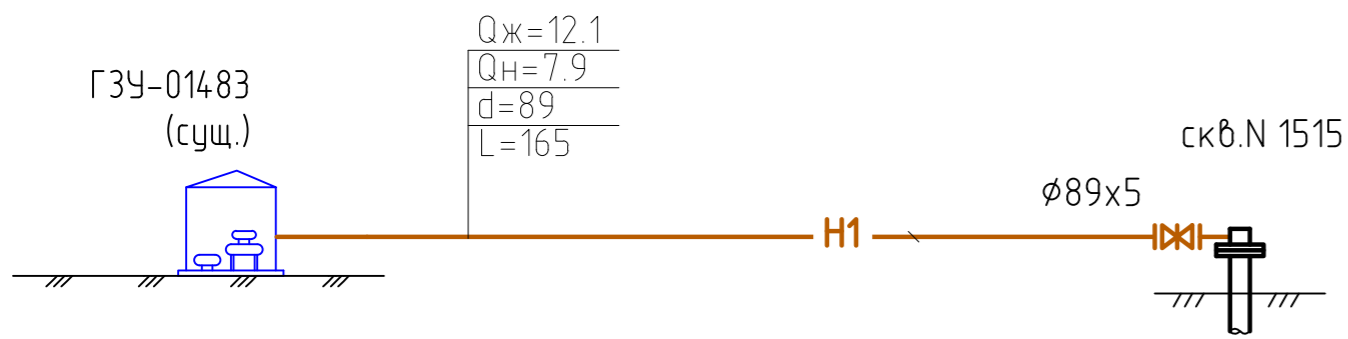
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-TKR1.1.TCH

Лист

32

Куст N 33 расширение



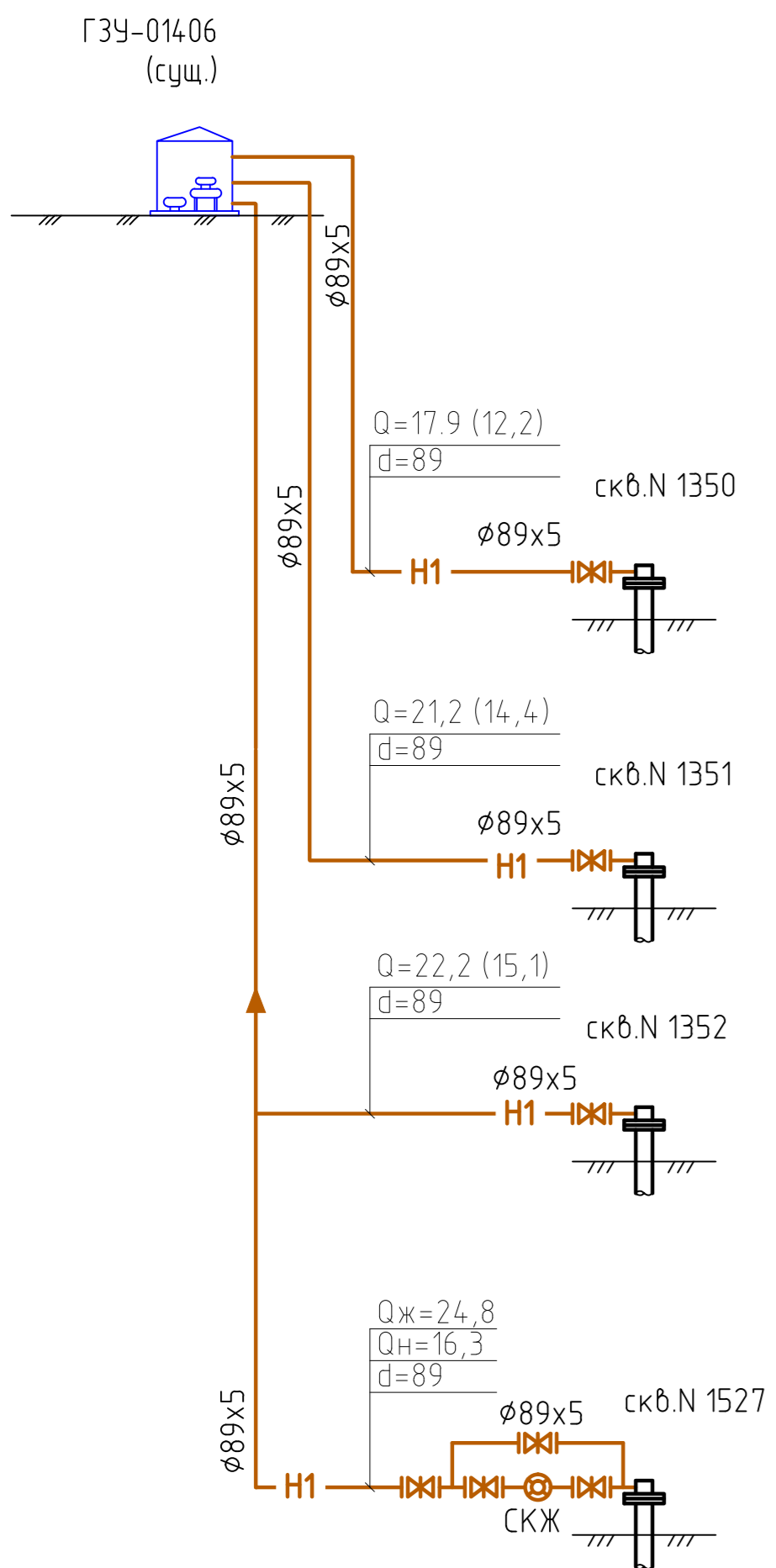
Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
	Проектируемые:			
	Скважины добывающие	3	ЭЦН	
	(NN 1527, 1526, 1519)			
	Скважины добывающие	10	ШГН (все остальные)	

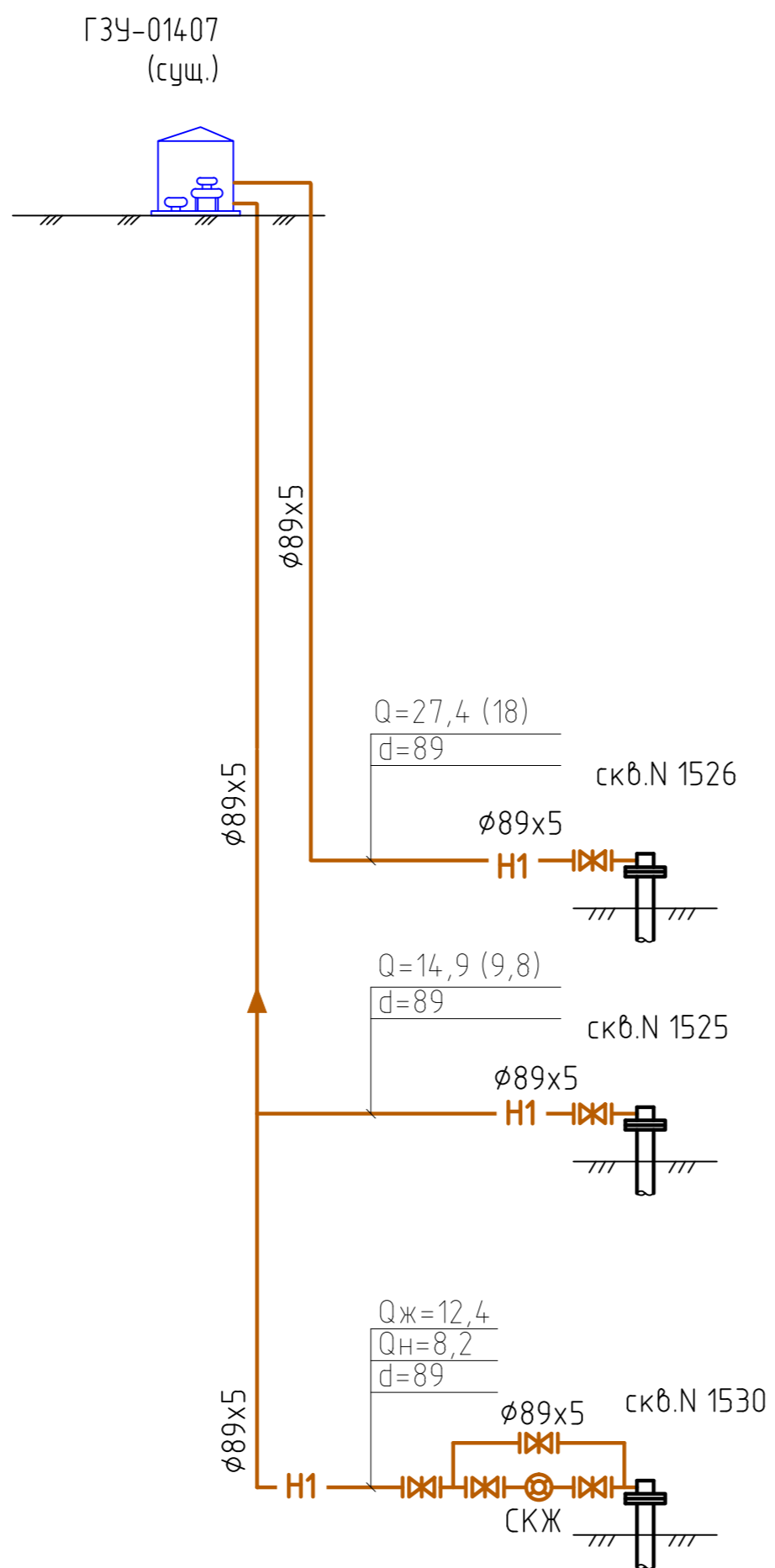
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Датчик давления
	Манометр
	Запорная арматура
	Клапан обратный поворотный
	Счетчик жидкости
Существующие:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Запорная арматура

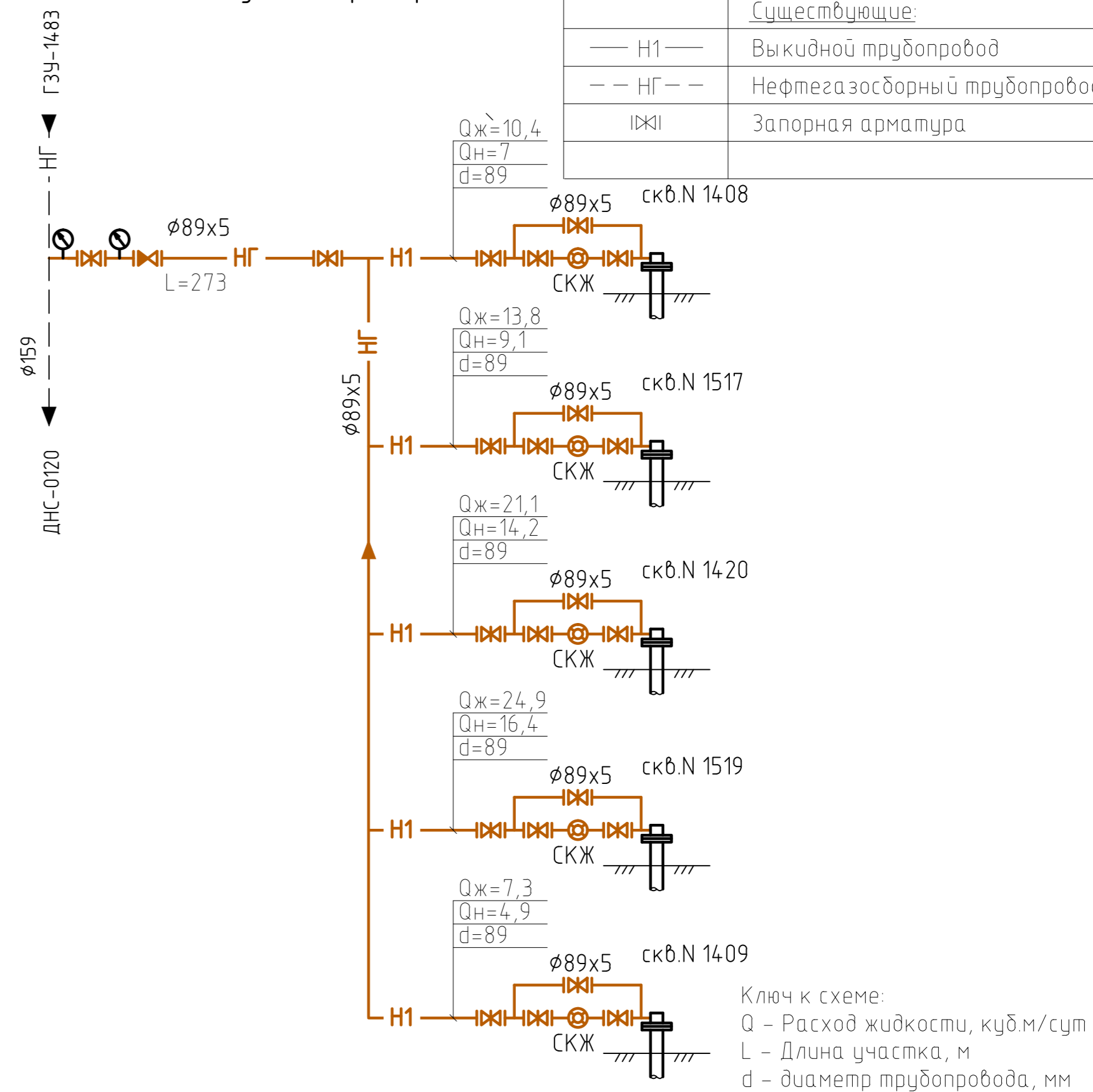
Куст N 34 расширение



Куст N 35 расширение



Куст N 1115 расширение



Ключ к схеме:  
 Q – Расход жидкости, куб.м/сут  
 L – Длина участка, м  
 d – диаметр трубопровода, мм

Инд. N подл.	10568-1-Н-017
Подп. и дата	
Взам. инд. N	

2021/354/ДС121-PD-ТКР1.1				
Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)				
Изм.	Колуч.	Лист	N док.	Подпись
Разработал	Марфицин			02.24
Проверил	Марфицин			02.24
Нач. отд.	Субкова			02.24
Н. контроль	Субкова			02.24
Принципиальная технологическая схема			НПИ ОНГМ	
Имя файла: Схема.dwg			Формат А2	