



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

УДК 622.692.4.054

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич

Тема работы:

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>62-83/с от 03.03.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Тексты и графические материалы исследовательских работ, фондовая и научная литература, статьи, публикации. Данные о составе и свойствах пластового флюида. Данные по трубопроводным системам месторождения. Фактические данные по добыче нефти и рабочим давлениям трубопроводов.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Особенности эксплуатации промысловых трубопроводов на месторождениях. Нормативный контроль эксплуатации промыслового трубопровода. Основные технологические показатели эксплуатации промыслового трубопровода. Осложнения в процессе эксплуатации промыслового трубопровода. Повышение эффективности эксплуатации промыслового трубопровода на нефтегазоконденсатном месторождении.

	Технологическое решение по организации предварительного сброса воды. Технологическое решение по охлаждению продукции промышленного трубопровода. Мероприятия по увеличению добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин кустовых площадок №2,14. Расчет технологических показателей промышленного трубопровода. Оптимизация технологических показателей эксплуатации промышленного трубопровода на нефтегазоконденсатном месторождении X.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Раздел на иностранном языке	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Optimization of process parameters of an oilfield pipeline	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.03.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			06.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		06.03.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич

Тема работы:

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.03.2023	Особенности эксплуатации промысловых трубопроводов на месторождениях	30
13.04.2023	Повышение эффективности эксплуатации промыслового трубопровода на нефтегазоконденсатном месторождении X	30
28.04.2023	Оптимизация технологических показателей эксплуатации промыслового трубопровода на нефтегазоконденсатном месторождении X	10
12.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2023	Социальная ответственность	10
05.06.2023	Optimization of process parameters of an oilfield pipeline	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			06.03.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	Д.Г.-М.Н		06.03.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		06.03.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 134 страницы, 28 рисунков, 31 таблица, 49 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: технологические показатели трубопровода, трубный водоотделитель, горизонтальная насосная установка, холодильная машина, аппарат воздушного охлаждения, интенсификация добычи нефти.

Объектом исследования являются технологические показатели промыслового трубопровода месторождения X.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации промыслового трубопровода месторождения X.

В ходе работы проанализированы особенности эксплуатации промысловых трубопроводов, влияющие на добычу и транспортировку скважинной продукции. Выполнен анализ технологических процессов добычи и транспортировки нефти с кустовых площадок на нефтегазоконденсатном месторождении. Приведены рациональные варианты мероприятий по оптимизации технологических показателей промыслового трубопровода, для его безаварийной работы.

В результате расчетов выдано заключение о целесообразности проведения организации предварительного сброса воды с последующим охлаждением транспортируемой продукции.

Область применения: промысловые трубопроводы на месторождениях с высоким давлением и обводненностью скважинной продукции.

Экономическая эффективность/значимость работы: раскрытие потенциала добывающего фонда эксплуатационных скважин, сбор продукции которых осуществляется по трубопроводу с высоким коллекторным давлением.

В будущем планируется провести термогидравлический расчет промыслового трубопровода с учетом внедрения установки трубного водоотделителя на месторождении X.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	12
1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	13
1.1 Промысловый трубопровод. Нормативный контроль эксплуатации промыслового трубопровода	15
1.2 Основные технологические показатели эксплуатации промысловых трубопроводов	21
1.3 Анализ объектов, оснащенных системой промысловых трубопроводов	26
1.4 Осложнения в процессе эксплуатации промыслового трубопровода	31
2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X	42
2.1 Анализ технологических процессов добычи и транспортировки нефти с кустовых площадок на нефтегазоконденсатном месторождении X	42
2.2 Технологическое решение по организации предварительного сброса воды	47
2.3 Технологическое решение по охлаждению продукции промыслового трубопровода	55
2.4 Технические особенности установки трубного водоотделителя	58
2.4.1 Монтаж трубного водоотделителя с закачкой подтоварной воды в шурф	58
2.4.2 Монтаж трубного водоотделителя в комплексе с горизонтальной насосной установкой	61
2.5 Мероприятия по увеличению добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин кустовых площадок № 2,14	63
2.6 Расчет технологических показателей промыслового трубопровода	67
3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X	71
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.2 Производственная безопасность	88
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	89

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	93
5.2.3 Расчет системы воздухообмена в пункте контроля и управления	94
5.3 Экологическая безопасность	95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	104
ПРИЛОЖЕНИЕ А	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	133
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	134

ВВЕДЕНИЕ

Разработка месторождений углеводородов, приближающаяся к третьей стадии разработки, претерпевает ряд изменений в техническом плане из-за возникающих проблем с добычей скважинной продукции и эксплуатацией трубопроводных систем. При изменении условий добычи в процессе разработки, вводятся новые установки, помогающие оптимизировать добычу и сбор нефти на месторождении.

Так для месторождения X одной из актуальных проблем, является высокое давление промыслового трубопровода, которое приближено к максимальному рабочему, и составляет 39 атмосфер. Это может привести к разгерметизации узлов трубопровода, а значит вывода трубопровода из эксплуатации с сопутствующим загрязнением окружающей среды.

По причине высокого коллекторного давления, появляется проблема наращивание добычи с эксплуатационного фонда скважин, сбор продукции которых осуществляется через данный трубопровод. Потенциальные возможности скважин раскрываются не в полной мере, так как установки электроцентробежных насосов, в большинстве своем, работают в левой зоне.

Если же произвести мероприятия по увеличению добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин, увеличиться объем добываемого сырья, тем самым увеличиться загрузка трубопровода и, как следствие, коллекторное давление, что недопустимо.

Помимо этого, промысловый трубопровод пролегает подземным способом через переход реки Большая X., где неизбежно происходит тепловое взаимодействие трубопровода с вечномерзлыми грунтами, что может привести к растеплению грунтов и деформации трубопровода.

Актуальным встает вопрос о поиске рациональных мероприятий для оптимизации технологических показателей трубопровода с целью обеспечения безаварийной эксплуатации трубопровода в имеющихся условиях.

В связи с этим, в работе будет рассмотрено внедрение установки трубного водоотделителя для организации предварительного сброса подтоварной воды с последующим охлаждением скважинной продукции в промышленном трубопроводе, что позволит оптимизировать технологические показатели трубопровода.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности эксплуатации промышленного трубопровода.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить нормативные документы по эксплуатации промышленного трубопровода.
2. Проанализировать методы повышения технологических показателей трубопровода посредством существующих технологий.
3. Обосновать применение трубного водоотделителя под действующую инфраструктуру месторождения.
4. Подобрать мероприятия для охлаждения скважинной продукции в промышленном трубопроводе, переходящим через подземный переход реки Большая Х.

Защищаемые положения:

1. Снижение загрузки промышленного трубопровода на 2400 м³/сут., посредством предварительного сброса попутно добываемой воды, как следствие, снижение коллекторного давления, предположительно на 8 атм.
2. Снижение температуры на подводном переходе реки Большая Х. с 65°С до проектного значения в 20°С, за счет технических решений по охлаждению продукции промышленного трубопровода.
3. Прирост дополнительной добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин, кустовых площадок №2 и №14 на 41,9 т.н./сут., за счет увеличения частоты работы установок электроцентробежных насосов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ДНС – дожимная насосная станция;

КП – кустовая площадка;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ППД – поддержание пластового давления;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ТВО – трубный водоотделитель;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ГНУ – горизонтальная насосная установка;

ПИР – проектно-изыскательные работы;

СМР – строительно-монтажные работы;

ПНР – пусконаладочные работы;

ГИ – гидравлическое испытание;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

Aspen HYSYS – программное обеспечение предназначенное для моделирования технологических процессов с целью оптимизации;

ROSPUMP – специализированное корпоративное программное обеспечение, используемое для составления дизайна установки электроцентробежного насоса.

1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Многие авторы изучали вопросы, связанные с анализом технологических показателей эксплуатации промысловых трубопроводов. Следует привести авторов, вложивших наибольший вклад в исследование данной тематики.

Л. Г. Самойлов. «Оценка надежности и прочности трубопроводов под действием циклических нагрузок». Статья, опубликованная в журнале «Нефтегазовое дело» в 2016 году. [1] В статье рассматривается проблема оценки надежности и прочности трубопроводов при действии циклических нагрузок. Автор описывает основные факторы, которые влияют на надежность трубопроводов, такие как коррозия, усталость материала, а также различные виды механических нагрузок. В статье также описываются методы расчета напряжений и деформаций в трубопроводах, позволяющие определить их долговечность и прочность. При этом автор обращает внимание на необходимость учета особенностей эксплуатации трубопровода, таких как изменение температуры, давления и скорости потока.

В книге В. Н. Шевчука «Мониторинг и диагностика нефтепроводов и газопроводов» [2] описываются различные методы мониторинга и диагностики трубопроводных систем, которые позволяют обеспечить безопасную эксплуатацию нефтепроводов и газопроводов.

В книге рассматриваются такие методы, как визуальный осмотр, замеры температуры, давления и потока, анализ химического состава жидкости или газа, акустический контроль, магнитоскопия, ультразвуковой контроль и др.

Автор также описывает принципы работы систем мониторинга и диагностики трубопроводов, а также их достоинства и недостатки, что позволяет выбрать оптимальный метод для конкретной ситуации.

В учебном пособии Р. В. Михайловского «Расчеты параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах» [3] автор подробно рассматривает

технологические показатели эксплуатации трубопроводов и методы их расчета. Автор описывает основные физические законы, которые лежат в основе процессов переноса жидкостей и газов в трубопроводах, а также принципы работы различных элементов трубопроводной системы, таких как насосы, клапаны, фильтры и т.д.

В книге представлены методы расчета параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах, такие как расчет давления, скорости, объемного расхода, полезной мощности насоса и других технологических параметров. Автор также рассматривает методы оптимизации технологических процессов, направленные на повышение эффективности работы трубопроводов.

В статье П.А. Быкова «Экспериментальное исследование потоков жидкости и газа в трубопроводах» [4], автор описывает результаты своих экспериментальных исследований потоков жидкости и газа в трубопроводах.

Автор провел серию экспериментов с использованием различных методов измерения параметров потоков, таких как ультразвуковой мониторинг, акустический контроль, измерение давления и температуры, а также визуальный осмотр.

Результаты исследований показали, что при течении через трубопроводы жидкости и газа возникают различные типы потоков, которые характеризуются своими особенностями, такие типы потоков, как ламинарный, переходный и турбулентный.

Кроме того, автор описывает факторы, которые влияют на характер потока, такие как: скорость потока, диаметр трубопровода, вязкость жидкости или газа.

В своей статье «Анализ причин возникновения аварий на нефтепроводах» [5] Д. Ю. Федотов рассматривает данные об авариях на нефтепроводах за период с 2005 по 2014 годы и выделяет основные причины их возникновения.

Основной причиной аварий на нефтепроводах, согласно автору, является нарушение требований техники безопасности при эксплуатации

трубопроводов. Это может быть вызвано различными факторами, включая неправильную установку и монтаж оборудования, недостаточную подготовку персонала, отсутствие системы контроля состояния трубопроводов и др.

Другой важной причиной аварий на нефтепроводах является нарушение правил эксплуатации и технического обслуживания трубопроводов. Это может включать в себя недостаточное количество и качество производимых работ по техническому обслуживанию, устаревшее оборудование, неправильную выборку материалов и др. Помимо этого причиной аварий на нефтепроводах, выделенной автором, является старение и износ трубопроводов. Старые и изношенные трубы могут лопнуть или разрушиться под действием давления, что вызывает возникновение аварий. Автор отмечает важность регулярного обновления и создания новых методов контроля за состоянием трубопроводов, а также необходимость повышения квалификации персонала, работающего на нефтепроводах.

1.1 Промысловый трубопровод. Нормативный контроль эксплуатации промыслового трубопровода

Промысловые трубопроводы – это капитальные инженерные сооружения, рассчитанные на длительный срок эксплуатации и предназначенные для бесперебойной транспортировки природного газа, нефти, нефтепродуктов, воды и их смесей от мест добычи до установок комплексной подготовки и далее к местам врезки в магистральный трубопровод или для подачи на другой вид транспорта, например железнодорожный, морской, речной [6].

Основной составляющей промыслового трубопровода является линейная часть – непрерывная нить, сваренная из отдельных труб или секций и уложенная в траншею тем или иным способом.

Линейная часть – это промысловый трубопровод с переходами через естественные и искусственные преграды, резервные нитки при переходах через водные преграды, лупинги (параллельные нитки на отдельных участках

для производства ремонтных работ без прекращения подачи транспортируемого продукта), крановые узлы, камеры запуска и приёма очистных устройств и диагностических приборов.

Линейная часть трубопроводов прокладывается в разнообразных топографических, геологических, гидрогеологических и климатических условиях. Вдоль трассы промыслового трубопровода встречаются участки с различной несущей способностью грунтов (болота, скальные грунты, многолетнемерзлые грунты и т.д.) [6].

По способу прокладки промысловые трубопроводы классифицируют на подземную прокладку, наземную и надземную.

- Надземная прокладка трубопровода характерна на отдельных участках при неустойчивых грунтах, на переходах через водные переправы, овраги, балки, на участках с пересечением с подземными коммуникациями.

- Наземная прокладка трубопроводов должна применяться на участках трассы с резко пересеченным рельефом местности, в заболоченных местах, на участках, длительное время залитых вод.

- Подземная прокладка трубопроводов на болотах и заболоченных участках должна предусматриваться непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

- 1) Выкидная линия - промысловый нефтепровод, проходящий от скважины до замерной установки (АГЗУ, ГЗУ). Предназначается для транспорта добываемого продукта (нефти с попутной эмульсией и газом) или для транспортировки ремонтно-замерочного оборудования к устью скважины.

Протяженность выкидных линий зависит от плотности разработки месторождения, от нескольких метров в пределах одного куста до нескольких километров.

- 2) Нефтяные сборные коллекторы - (нефтегазосборный трубопровод) промысловый нефтепровод от замерной установки (АГЗУ, ГЗУ) до ЦСП (центрального пункта сбора), ДНС (дожимной насосной станции), установки

по подготовке нефти. Также транспортировки продукта добычи от скважины к центральному пункту сбора нефти.

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют на:

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении (P до 0,1 Мпа);
- Низкого давления (P от 0,1 до 1,5 Мпа);
- Среднего давления (P от 1,5 до 10 Мпа);
- Высокого давления (P от 10 Мпа);
- Безнапорные, работающие без избыточного давления.

В зависимости от диаметра промышленные трубопроводы для транспорта нефти, согласно [6] подразделяют на 3 класса:

- 1 класс – $D_y = 600$ мм и более;
- 2 класс – $D_y = 300$ мм до 600 мм;
- 3 класс – $D_y = 300$ мм и менее.

Нормативный контроль эксплуатации промышленного трубопровода является важным элементом обеспечения безопасности транспортировки газа, нефти и других жидкостей и газообразных веществ по трубопроводам. Он включает в себя комплекс мероприятий, направленных на поддержание работоспособности трубопровода в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

Основная задача нормативного контроля эксплуатации промышленного трубопровода заключается в своевременном выявлении и устранении возможных дефектов и повреждений трубопровода, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации. В рамках нормативного контроля проводится регулярный мониторинг технического состояния трубопровода, а также плановые и внеплановые проверки его элементов и систем.

Основные этапы нормативного контроля эксплуатации промышленного трубопровода включают:

- 1) Осмотр и диагностику трубопровода и его элементов;

- 2) Испытания трубопровода на прочность, герметичность и работоспособность;
- 3) Мониторинг параметров работы трубопровода (давление, температура, расход жидкости и газа);
- 4) Контроль качества технического обслуживания и ремонта трубопровода;
- 5) Анализ причин возникновения отказов и аварий на трубопроводе и разработка мер по их предотвращению.

Минимальные требования к промышленным стальным трубопроводам, а также проектирование, производство и приемка строительных работ при их сооружении, реконструкции и капитальном ремонте установлены в своде правил 284.1325800.2016 [18].

По данным правилам, промышленные трубопроводы, перевозящие жидкие углеводороды, должны иметь системы постоянной проверки их герметичности. Допускается использование различных технологий обнаружения утечки, использующих физические параметры и дополнительные аппаратные средства, чтобы обеспечить более надежный уровень обнаружения утечек, равный уровню систем, основанных на анализе технологических параметров перекачки.

Расстояние между запорной арматурой на трубопроводах должно быть определено на основе расчета, который учитывает требования безопасности и защиты окружающей среды. Однако, данное расстояние не должно превышать определенного значения (не дальше друг от друга по оси трубопровода).

- 15 км – для трубопроводов, перекачивающих нефть, газ и нефтепродукты, за исключением сероводорода;
- 5 км – для перекачиваемого продукта, содержащего сероводород;
- 10 км – для трубопроводов, перекачивающих конденсат и метанол, а также трубопроводов, транспортирующих пластовые и сточные воды.

В дополнение, установка запорной арматуры должна быть предусмотрена в начале каждого ответвления на таком расстоянии, которое бы

позволяло установить монтажный узел, отремонтировать и эксплуатировать его безопасно [6].

Приказ № 444 от 21.12.2021 года, который был утвержден Ростехнадзором, устанавливает требования для безопасной эксплуатации технологических трубопроводов на опасных производственных объектах. Цели этих требований – обеспечить безопасность на производстве и предотвратить аварии и производственную травматизацию. Требования направлены на выполнение промышленной безопасности при работе с технологическими трубопроводами [19].

Согласно документу, при проектировании технологических трубопроводов, необходимо проводить анализ рисков, для определения необходимых мер безопасности при эксплуатации, таких как:

- Монтаж предохранительных устройств;
- Установка средств измерения температуры и давления;
- Установка запорной и регулирующей арматуры;
- Устройств для компенсации и контроля тепловых расширений;
- Устройств для очистки, промывки и продувки, дренирования среды и удаления воздуха;
- Средства защиты от коррозии.

Особое внимание уделяется рабочему давлению трубопровода.

За расчетное давление в технологическом трубопроводе принимают:

- Расчетное (допустимое) давления сосудов и оборудования, которые соединены с трубопроводом;
- Максимальное давление, развиваемое машинами динамического действия (например, компрессорами) для напорных трубопроводов с закрытыми задвижками на стороне нагнетания;
- Давление срабатывания предохранительного клапана для машин объемного действия;
- Максимально возможное рабочего давления для трубопроводов, защищенных предохранительными клапанами. [7].

Автоматизированные системы контроля фиксируют рабочее давление в различных точках систем после достижения ими установившегося режима. Для нормальной эксплуатации системы необходимо следить за тем, чтобы рабочее давление не выходило за пределы установленных значений, описанных в регламенте работы системы.

Если рабочее давление выходит за эти пределы, это может свидетельствовать о неполадках в работе системы. А значит, необходимо проводить непрерывный контроль за давлением и в случае его повышения, принимать соответствующие меры.

Для измерения давления требуется использовать датчики давления и/или манометры, имеющие паспорт и опломбированные, которые должны быть поверены и откалиброваны.

Класс точности используемых манометров должен быть не менее:

- 2,5 – для рабочего давления до 2,5 МПа (включительно);
- 1,5 – для рабочего давления более 2,5 до 14 МПа (включительно);
- 1,0 – для рабочего давления более 14 МПа.

При выборе шкалы манометра следует учитывать, что стрелка должна находиться в средней трети шкалы при рабочем давлении. Для определения расчетных нагрузок и возможных воздействий, должны соблюдаться требования СП 20.13330.2016 [20].

Нагрузки и воздействия, влияющие на трубопроводы, могут быть разделены на две группы:

- Силовые нагрузки, включающие в себя внутреннее давление в среде, вес трубопровода, оборудования и транспортируемой среды, грунтовое давление (вес), гидростатическое давление воды, нагрузки от снега, ветра и гололеда.

- Деформационные нагрузки, включают в себя термические воздействия, воздействия напряжения в трубопроводе, неравномерные деформации грунта и сейсмические воздействия.

Проектная документация устанавливает стандартное значение давления, подлежащего транспортировке продукции через трубопровод.

Нагрузка, вызываемая весом транспортируемой среды на единицу длины трубопровода, должна быть рассчитана по соответствующим формулам.

Для жидкой среды:

$$v = 10^{-4} \frac{\pi}{4} \gamma_1 (d_e - 2t_{nom})^2 \quad (1)$$

Для газообразной среды:

$$v = 10^{-2} \frac{\pi}{4} p_n (d_e - 2t_{nom})^2 \quad (2)$$

где p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, МПа;

d_e – наружный диаметр труб и соединительных деталей, м;

t_{nom} – номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, м;

γ_1 – объемный вес жидкой среды, Н/м³.

Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температурой стенки трубопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой, при которой фиксируется расчетная схема.

1.2 Основные технологические показатели эксплуатации промысловых трубопроводов

Основными технологическими показателями эксплуатации промысловых трубопроводов являются:

- Пропускная способность;
- Давление в трубопроводе;
- Температура транспортируемой среды;
- Скорость потока в трубопроводе.

Пропускная способность промышленного трубопровода - максимальное количество жидкости или газа, которое может пройти через трубопровод за единицу времени.

Пропускная способность зависит от диаметра трубопровода, материала, из которого он изготовлен, и скорости потока.

Расчет пропускной способности включает оценку гидравлических потерь (сопротивления) на всем протяжении трубопровода и выбор оптимальных параметров для достижения требуемой производительности. Корректный расчет пропускной способности является важным аспектом проектирования и эксплуатации промышленных трубопроводов.

Формула расчета пропускной способности промышленного трубопровода зависит от нескольких факторов, таких как диаметр трубы, материал изготовления трубы, длина трубопровода, температура и давление в системе, а также характеристики перекачиваемой жидкости или газа.

Общая формула расчета пропускной способности (Q) промышленного трубопровода представляется следующим образом:

$$Q = f \cdot D^2 \left(\frac{P}{\rho} \right)^{0,5} \quad (3)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима движения жидкости в трубе;

D – внутренний диаметр трубопровода;

P – разность давлений между начальной и конечной точками трубопровода;

ρ – плотность жидкости.

Расчет коэффициента гидравлического сопротивления зависит от многих факторов, включая диаметр трубы, материал изготовления трубы, скорость потока жидкости, вязкость и плотность жидкости, а также характеристики поверхности внутри трубы.

Один из наиболее распространенных методов расчета коэффициента гидравлического сопротивления – это использование уравнения Дарси-Вейсбаха:

$$f = (\lambda \cdot L)/(D \cdot 2 \cdot g) \quad (4)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления;

λ – коэффициент трения;

L – длина трубы, м;

D – диаметр трубы, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Эксплуатационное давление промышленного трубопровода – это давление, которое поддерживается внутри трубопровода в процессе его эксплуатации. Давление определяется несколькими факторами, такими как тип перекачиваемой жидкости или газа, требуемая скорость потока жидкости или газа, а также параметры трубопровода, такие как диаметр, толщина стенки и материал изготовления.

Эксплуатационное давление должно быть достаточным для обеспечения нормальной работы трубопровода и максимальной производительности. Одновременно с этим, оно не должно превышать предельных значений, установленных для конкретного типа трубопровода и используемых материалов. Превышение эксплуатационного давления может привести к повреждению трубопровода и нарушению целостности системы, что может повлечь за собой серьезные последствия

Температура транспортируемой среды может оказывать значительное влияние на работу трубопровода. При переносе нефти и газа температурный режим должен быть контролируемым и не допускаться перегрев или переохлаждение транспортируемой жидкости или газа.

В зависимости от типа транспортируемой среды и условий эксплуатации, температура может повлиять на следующие аспекты работы трубопровода:

- Термическое расширения труб: при изменении температуры происходит соответствующее изменение длины трубопровода, что может привести к напряжению стенок труб и деформации конструкции. Поэтому необходимо учитывать этот фактор при проектировании и эксплуатации трубопровода.

- Изменение температуры может влиять на характеристики транспортируемой среды, такие как плотность, вязкость и скорость потока. Эти изменения, в свою очередь, могут отразиться на эффективности и безопасности эксплуатации трубопровода.

- Коррозия. Наличие высоких или низких температур может способствовать развитию коррозии, что может привести к повреждению трубопровода и утечкам транспортируемой среды.

Для определения скорости потока в промышленном трубопроводе необходимо знать следующие параметры:

- диаметр трубопровода (D);
- расход жидкости (Q);
- плотность жидкости (ρ);
- вязкость жидкости (μ);
- коэффициент трения (λ);
- длина трубопровода (L);
- перепад давления (ΔP).

Скорость потока в промышленном трубопроводе можно рассчитать по формуле Пуазейля:

$$v = \left(\frac{Q}{\pi} \cdot \frac{D^2}{4} \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - \beta^4} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \Delta P}{\rho \cdot L \cdot \lambda} \right)^{0,5} \quad (5)$$

где $\beta = d/D$, d – диаметр частицы или механических примесей, которые могут содержаться в перекачиваемой среде.

Коэффициент трения (λ) зависит от режима движения жидкости в трубе. Для ламинарного потока коэффициент трения может быть рассчитан по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (6)$$

где Re – число Рейнольдса, вычисляемое как:

$$Re = \rho \cdot v \cdot \frac{D}{\mu} \quad (7)$$

Для турбулентного потока коэффициент трения может быть рассчитан по формуле Колбрука-Уайта:

$$\frac{1}{\lambda^{0,5}} = -2 \log_{10} \left(\left(\frac{\varepsilon}{D} \right) / 3,7 + 2,51 / Re \cdot \lambda^{0,5} \right) \quad (8)$$

где ε – абсолютная шероховатость внутренней поверхности трубы.

Таким образом, для расчета скорости потока в промышленном трубопроводе необходимо сначала определить режим движения жидкости (ламинарный или турбулентный), после чего можно вычислить коэффициент трения и применить формулу Пуазейля для расчета скорости потока.

Помимо этой формулы, скорость потока возможно рассчитать, используя диаметр трубопровода (D), расход жидкости или газа (Q) и плотность продукта (ρ) следующим образом:

$$V = \frac{4Q}{(\pi D^2 \cdot \rho)} \quad (9)$$

где V – скорость продукта потока;

Q – расход жидкости или газа;

D – диаметр трубопровода;

ρ – плотность продукта.

Эта формула основывается на уравнении непрерывности, которое утверждает, что объем потока через любое сечение трубы должен оставаться постоянным. Таким образом, скорость продукта потока обратно пропорциональна площади поперечного сечения трубы. С другой стороны,

скорость прямо пропорциональна расходу жидкости или газа и обратно пропорциональна плотности продукта.

Используя данную формулу, можно легко рассчитать скорость продукта потока, если известны диаметр трубопровода, расход жидкости или газа и плотность продукта.

1.3 Анализ объектов, оснащенных системой промысловых трубопроводов

Под объектами, оснащенными системой промысловых трубопроводов, подразумеваются кустовые площадки №2,14 месторождения Х.

Промысловые трубопроводы месторождения Х включают в себя:

- промысловые нефтегазосборные коллекторы 1 и 2 порядка;
- промысловые напорные трубопроводы;
- водоводы высокого давления (ВД);
- водоводы низкого давления (ВД).

Цех технического обслуживания, эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦТОЭиРТ №2) занимается обслуживанием всех трубопроводов и соответствующей инфраструктуры [17].

Нефтегазопроводы, выходящие с кустовых площадок на месторождениях, в основном прокладываются надземным способом на общих опорах с высоконапорными ППД.

Прокладка трубопроводов на общей конструкции обеспечивает компенсацию продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления, благодаря использованию П-образных компенсаторов и поворотов трассы трубопровода. Для обеспечения прохождения очистных и диагностических устройств отводы компенсаторов выполнены радиусом гнутья $R=5DN$. В конце и начале каждого температурного блока установлены неподвижные опоры.

Переходы через автомобильные дороги выполнены с помощью подземных работ и с установкой защитного кожуха.

На местах пересечения продукционных трубопроводов с воздушными линиями электропередачи установлено защитное ограждение, предотвращающее провода от попадания на трубопроводы в случае их обрыва.

Скважинный экспорт продукции поступает в герметизированную систему сбора и транспортировки нефти на кустовых площадках месторождений. Далее, углеводородная смесь направляется на установочную площадку УПН, где осуществляется разделение фаз и подготовка нефти, воды и газа. Подготовленная нефть транспортируется на У месторождение через межпромысловый нефтепровод. Газ направляется на подготовку на УПГ. Система промысловых трубопроводов представляет собой сеть нефтегазосборных трубопроводов, условно разбитых на участки.

Для обеспечения производства, обслуживания и ремонта трубопроводов, переключения потоков и защиты окружающей среды в случае аварии, установлена запорная арматура.

При разработке технологического проекта установлены следующие параметры:

- Проектное (расчетное) рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 4,0 МПа.
- Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов составляет 2,5 МПа.
- Температура транспортировки нефтегазовой смеси равна 20°C.

Давление в пункте сбора (УПН месторождения X) находится в диапазоне от 0,95 до 1,02 МПа.

Установлено, что сооружение УПН, отвечающее за подготовку нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды, работает круглогодично, 365 дней в году.

Таблицы №1 и №2 содержат конструктивно-технические характеристики промысловых трубопроводов северной части месторождения, а схема трубопроводов представлена в приложении Б.

В результате ревизии и контрольных осмотров было установлено, что деструктивные процессы на поверхности трубопроводов развиваются в пределах 0,5 мм в год, что соответствует второй категории агрессивности среды – слабоагрессивной. За весь период эксплуатации не было зарегистрировано ни одного отказа.

Схема расположения промысловых трубопроводов месторождения X приведена на рисунке 24 (приложение Б).

Таблица 1 – Характеристика проектных нефтепромысловых трубопроводов

Участок, км	Длина трубы, км	Протяженность теплоизоляции, км	Толщина теплоизоляции, мм	Параметры трубы, мм	Тип прокладки трубы
Нефтегазосборные трубопроводы					
K14-T.12	7,16	7,16	100	325x7(3,13)	Надземная
T.12-T.13	0,389	0,389	100	530x9(5,1)	Надземная
T.13-T.14	2,63	2,63	100	530x9(5,1)	Подземная
T.14-T.11	2,63	2,63	100	530x9(5,1)	Надземная
K2-T.12	0,82	0,82	100	530x9(5,1)	Надземная
K1-T.9	0,3	0,3	100	325x7(3,13)	Надземная
K9-T.8	0,2	0,2	100	426x8(4,1)	Надземная
K7-T.1	10,17	10,17	100	530x9(5,1)	Надземная
K3-T.10	1,68	1,68	100	426x8(4,1)	Надземная
K4-T.10	1,66	1,66	100	325x7(3,13)	Надземная

Таблица 2 – Характеристика проектных водоводов высокого давления

Участок, км	Длина трубы, км	Протяженность теплоизоляции, км	Толщина теплоизоляции, мм	Параметры трубы, мм	Тип прокладки трубы
Водоводы высокого давления					
БКНС-T.9	6,74	6,74	100	219x16(2,5)	Надземная
T.9-K7	1,9	1,9	100	273x20(3,0)	Надземная
T.9-K1	0,3	0,3	100	219x16(2,5)	Подземная
У.6-T.11	4,16	4,16	100	325x22(3,13)	Надземная
T.11-K3	0,88	0,88	100	219x16(2,5)	Надземная
T.10-K4	1,66	1,66	100	219x16(2,5)	Надземная
БКНС-K9	2,65	2,65	100	219x16(2,5)	Надземная

Система сбора продукции из скважин имеет телескопическую конструкцию, обеспечивающую использование труб с различными диаметрами в соответствии с объемом собираемой продукции.

Для обслуживания, ремонта и переключения потоков, а также минимизации негативного воздействия на окружающую среду в случае

аварий, установлена запорная арматура, включая клиновую задвижку, кран серии 4,0 МПа. Диаметр запорной арматуры выбирается в соответствии с диаметром трубопровода [14].

Запорная арматура установлена на свайных основаниях с подвижной опорой, крепящейся к трубопроводу анкерными болтами в соответствии с проектом.

Ниже приведена схема расположения рассматриваемых в работе кустовых площадок №2,14 месторождения X, относительно установки подготовки нефти, рисунок 1.



Рисунок 1 – Расположение кустовых площадок №2 и №14 относительно установки подготовки нефти

Из рисунка 1 следует, что система нефтепромысловых трубопроводов, пролегающая от установки подготовки нефти до кустовых площадок №2, 14 пролегает через реку Большая Х.

Сбор продукции месторождения X осуществляется на установки подготовки нефти X месторождения, где нефть подготавливается до товарного качества.

Товарная нефть проходит систему измерения количества и качества нефти и направляется в трубопроводную систему «УПН X месторождения – ЦПС Y месторождения».

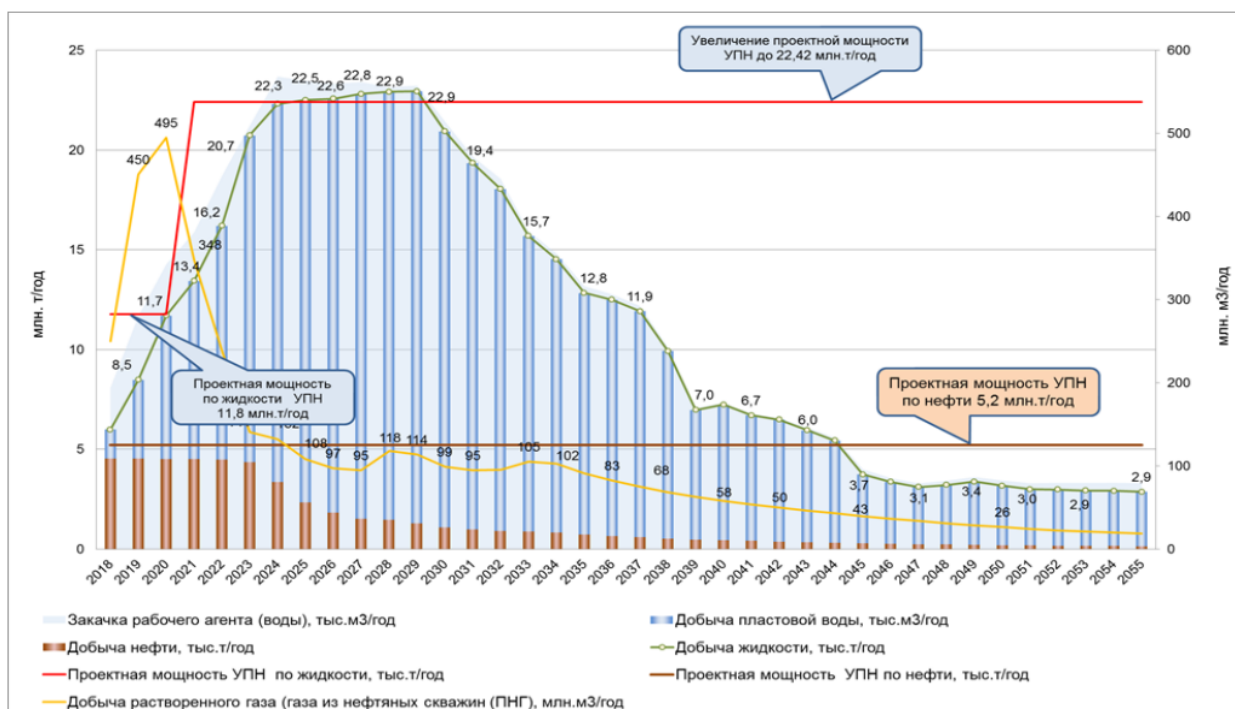


Рисунок 2 – Профиль дизайн загрузки установки подготовки нефти месторождения X [14]

Поддержание пластового давления осуществляется закачкой рабочего агента в пласт блочной кустовой насосной станцией (БКНС-1 и БКНС-2) через систему высоконапорных водоводов в нагнетательные скважины. БКНС находится в составе УПН месторождения X. В качестве источника воды для нужд ППД используется очищенная подтоварная вода с УПН и очищенные подземные воды альб-сеноманского комплекса.

Для определения физико-химических свойств нефти на месторождении X была взята усредненная проба с кустовых площадок №2 и №14. Ряд показателей был рассчитан на образцах нефти из разных тар и с разных уровней.

В таблицах 3 и 4 содержится информация о физико-химических свойствах нефти на месторождении X, а также средний состав нефти на основе полученных проб.

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти месторождения X

Показатель	Значение
Содержание воды в пробе, %	6
Плотность нефти (кг/м ³), при температуре: 15 °С 20 °С 45 °С 60 °С	824,0 821,7 803,9 795,5
Вязкость кинематическая (сСт), при температуре: 15 °С 20 °С 45 °С 60 °С	7,4 6,6 3,8 2,9
Вязкость динамическая (МПа·с), при температуре: 15 °С 20 °С 45 °С 60 °С	6,1 5,4 3,0 2,3
Температуры застывания, °С	От -2 до -3
Температуры текучести, °С	-1
Температуры насыщения нефти парафином (расчетная), °С	19,3
Температуры плавления парафин, °С	54

Таблица 4 – Состав нефти месторождения X

Массовое содержание в нефти, %	
Парафинов (твердых)	2,83
Смол (силикагелевых)	5,03
Асфальтеновых	0,24
Механических примесей	0,0121
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	Отсутствуют

Анализ пробы нефти с месторождения X показал, что она содержит парафины, низкое количество смол и асфальтенов.

Нефть из месторождения X соответствует ГОСТ Р 51858-2022 в плане содержания парафинов, воды, механических примесей, концентрации хлористых солей. Ее плотность и фракционный состав позволяют отнести ее к 1-му типу [22].

1.4 Осложнения в процессе эксплуатации промыслового трубопровода

Нефть, транспортируемая по нефтепромысловым трубопроводам, содержит от 2,5% до 5% парафина в составе, что не оказывает существенного

влияния на процесс транспортировки при температурах 25...35 °С и выше. Однако при более низких температурах выделяющиеся из нефти парафиновые кристаллы могут откладываться на стенках трубопровода.

Химический состав асфальтосмолопарафиновых отложений зависит от нефтяного состава и условий, при которых они образовались.

Основными осложнениями, которые могут возникнуть при образовании АСПО в трубопроводе, являются:

1) Снижение производительности трубопровода. АСПО сужает диаметр трубы, увеличивает ее шероховатость, что приводит к уменьшению пропускной способности трубопровода и ухудшению эффективности его работы.

2) Повышение энергозатрат. Так как АСПО повышает сопротивление течению нефти в трубе, для ее транспортировки требуется больше энергии. Это может приводить к повышенной эксплуатационной стоимости трубопровода.

3) Возможность аварийных ситуаций. В случае образования толстых АСПО в трубе может возникнуть риск прорыва трубы и утечки нефти, что может привести к аварийной ситуации и серьезным экологическим последствиям.

4) Негативное влияние на качество нефти. Наличие АСПО в нефти может повлиять на ее физические и химические свойства.

На рисунке 3 приведен пример парафиновых отложений.

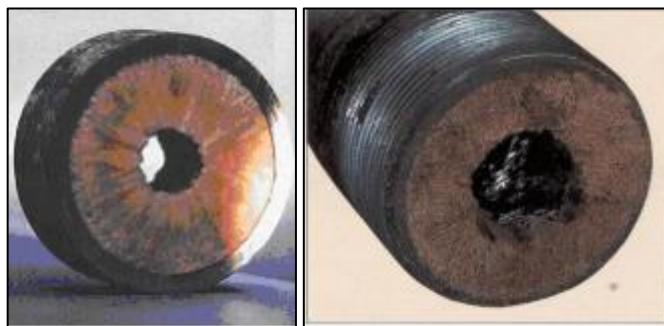


Рисунок 3 – Парафиновые отложения на периферии трубопровода

При добыче нефти, оборудование контактирует с газожидкостной смесью, которая содержит различные компоненты. Воздействие этой смеси на нефтедобывающее оборудование зависит от метода добычи и эксплуатации месторождений, используемых технологий и техники, режима работы и химических свойств трех основных составляющих смеси: нефти, минерализованной воды и газа.

Коррозия может приводить к различным проблемам, включая:

- Снижение пропускной способности трубопровода;
- Уменьшение толщины стенок труб;
- Повреждение трубопровода и возможность его прорыва;
- Увеличение эксплуатационных расходов на ремонт и замену труб.

Подземные и сточные воды являются главной причиной электрохимической коррозии оборудования в нефтедобывающей отрасли.

Есть два типа коррозии: сплошная и местная.

Сплошная коррозия может быть равномерной или неравномерной, в зависимости от скорости распространения.

Местная коррозия может иметь различные формы, такие как точечная коррозия, коррозионные пятна, язвы, межкристаллитную, избирательную, подповерхностную формы, а также коррозионное растрескивание.

Рисунок 4 демонстрирует примеры коррозионного повреждения промышленных трубопроводов.



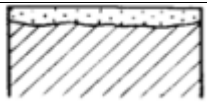
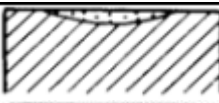
Рисунок 4 – Коррозия нефтесборного промышленного трубопровода

Знание механизмов коррозии позволяет эффективно разрабатывать меры по предотвращению преждевременного разрушения трубопроводных систем в промышленности добычи углеводородов.

Основная причина образования коррозии – наличие механических примесей в трехфазном потоке нефти, которые стекают на дно трубы, вызывая абразивный износ нижней части трубы и усиливая коррозию в этой зоне. На восходящих участках можно наблюдать концентрацию частиц и образование отложений в точках перегиба (рисунок 5).

Решение этой задачи является ключевой для предприятий нефтедобычи.

Таблица 5 – Основные типы коррозионных повреждений

Название	Рисунок
Сплошная коррозия	
Равномерная	
Неравномерная	
Местная	
Коррозия пятнами	
Коррозия язвами	
Точечная	
Избирательная	
Межкристаллитная	
Коррозионное растрескивание	
Подповерхностная	

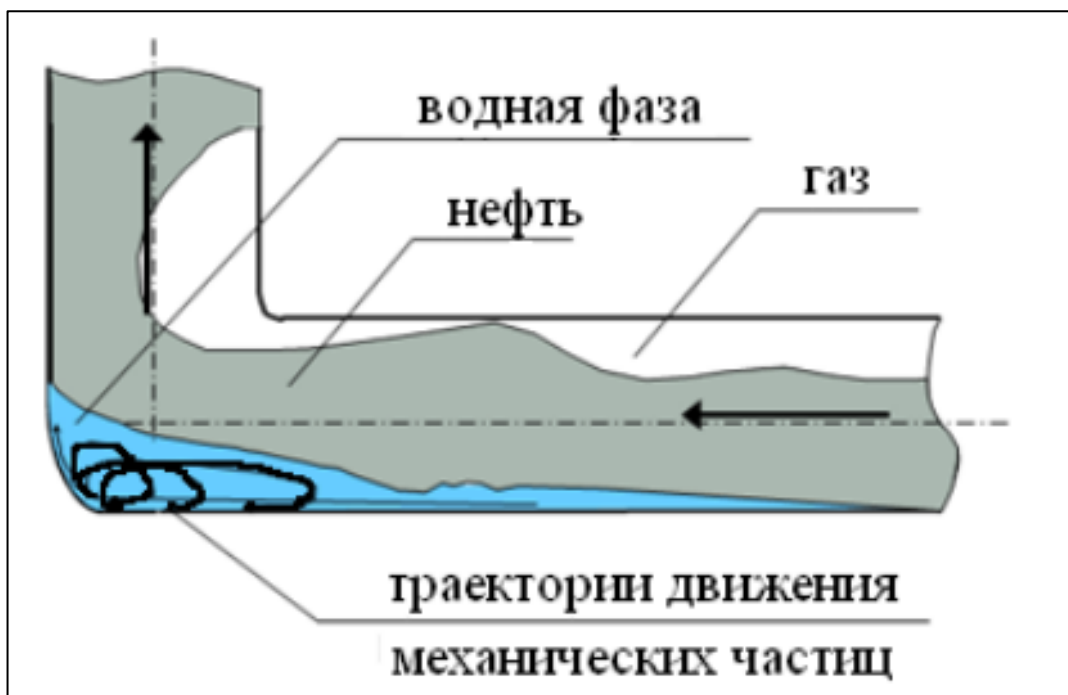


Рисунок 5 – Принципиальная схема образования коррозионных разрушений в точках перегиба [8]

Эксплуатация трубопроводов при отклонениях от рабочих параметров приводит к интенсивному износу частей трубопроводной системы, тем самым срок эксплуатации трубопровода уменьшается. Возрастают риски наступления аварийной ситуации и выхода трубопровода из строя, раньше, чем заявлено в его технологическом паспорте.

Порывы трубопроводов на переходах через реки и озера, а также порывы в пойменной зоне водных объектов гораздо опаснее порывов на наземной части, так как многократно увеличивается площадь загрязнения время и средства на локализацию и ликвидацию последствий аварии.

Ежегодно в бассейны рек и водоемов попадает порядка сотен тысяч тонн нефти, в результате на поверхности образуется тонкая пленка, препятствующая газообмену.

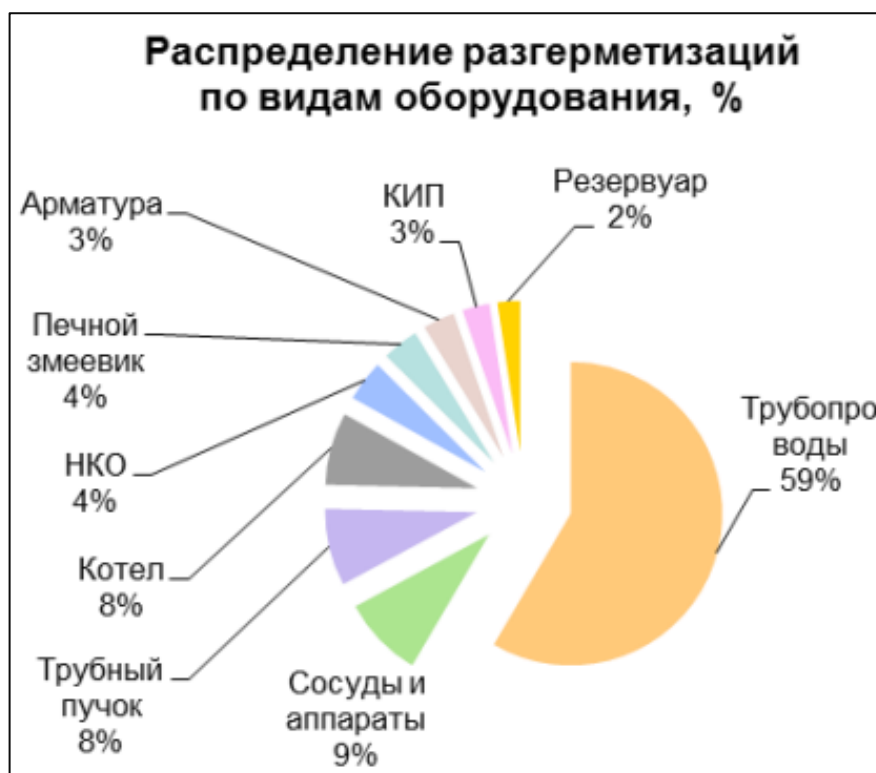


Рисунок 6 – Анализ случаев разгерметизации оборудования в трубопроводах общества ПАО «НК «Роснефть» в 2022 году

Больше половины случаев разгерметизации приходится на промышленные трубопроводы. Проблематика заключается в том, что проведение ревизии трубопроводов на постоянном режиме работы затруднено.

Так 14.04.2021 в результате порывов нефтепромыслового трубопровода ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Сургутском районе, произошел разлив нефтепродуктов, загрязнив при этом 0,96 га. лесного фонда. А также в Нижневартовском районе при проведении планового осмотра установлено загрязнение реки Урьевский Еган нефтепродуктами. Компании пришлось принимать меры по рекультивации земель, а также выставлять боновые заграждения, для сбора нефтепродуктов с поверхности воды.

Проблематика высокого давления не позволяет оптимально эксплуатировать скважины, продукция которых поступает по данному трубопроводу в оптимальном диапазоне их работы.

Пролегание промысловых трубопроводов в районе многолетнемерзлых грунтов характеризуется мерзлотными процессами, такими как: пучение, наледи, термокарст, трещинообразование.

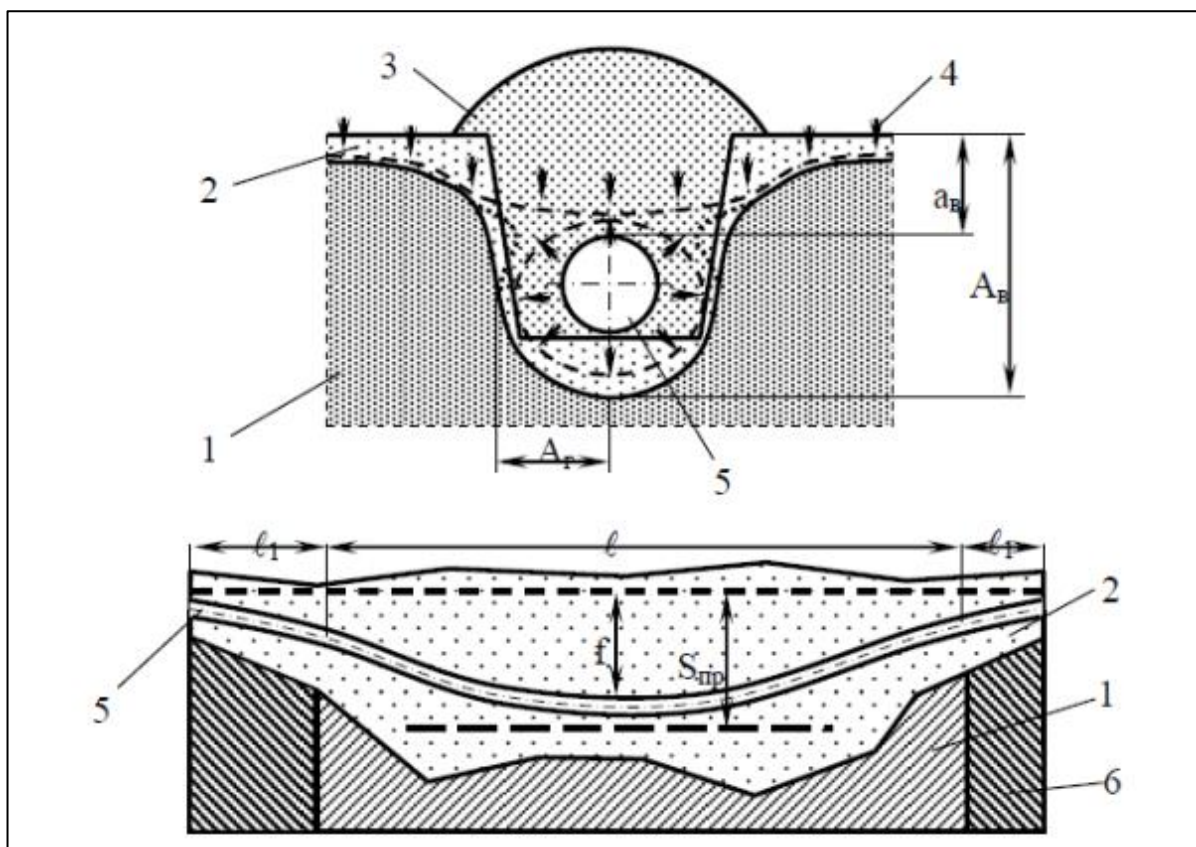
Грунты, содержащие лед и находящиеся при отрицательной или нулевой температуре, классифицируются как мерзлые. Если такие грунты находятся в мерзлом состоянии более трех лет, то они относятся к категории многолетнемерзлых. Функциональные нагрузки на трубопровод включают в себя внутреннее давление, воздействие температуры и упругий изгиб трубопровода [10,11].

Эксплуатация трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов может осуществляться по одному из двух принципов использования грунта в качестве оснований:

- первый вариант – сохранение вечномерзлого грунта в основании трубопровода в естественном мерзлом состоянии;
- второй вариант – допущение оттаивания грунта в основании трубопровода.

В первом случае предполагается, что положение трубопровода не изменяется, что обеспечивает его безопасность во время эксплуатации. Во втором случае оттаивание грунта под трубопроводом может вызывать перемещение трубы, включая провисание участков, что в некоторых условиях может привести к разрушению трубопровода. Для предотвращения аварий необходимо прогнозировать потенциально опасные участки и вовремя следить за их поведением.

Согласно рисункам 7 и 8, на схеме подземного трубопровода, изображенного в оттаивающем грунте, в начальный момент времени труба находилась в горизонтальном положении. Со временем оттаивания грунта, трубопровод может опускаться (рисунок 7) или подниматься (рисунок 8) в зависимости от условий [6].



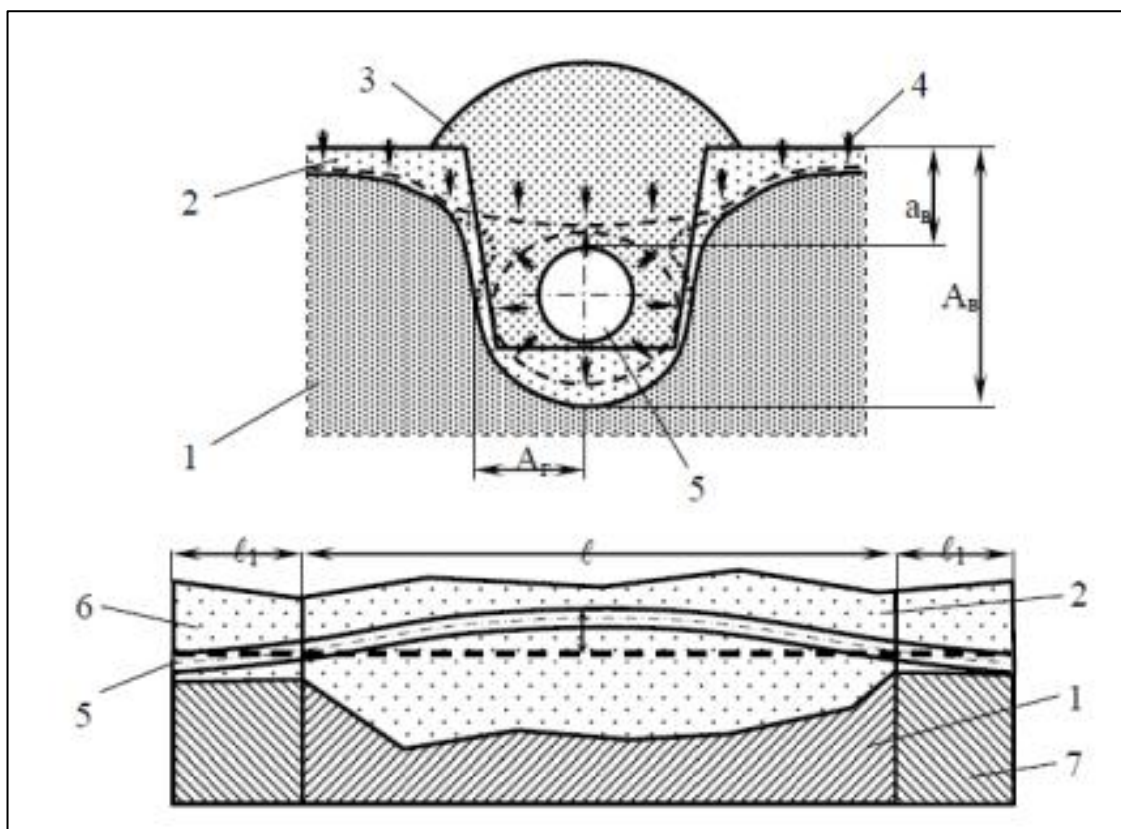
где 1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший грунт; 3 – грунт засыпки; 4 – направление распространения границ оттаивания; 5 – трубопровод.

Рисунок 7 – Просадка трубопровода в талом грунте [7]

В летний период из-за сезонного оттаивания граница зоны оттаивания вокруг трубопровода может смешаться с сезонно-талым грунтом, что приводит к образованию области грунта с низкой несущей способностью, превышающей глубину заложения трубопровода.

Неустойчивость участка трубопровода, расположенного в такой области, может проявляться следующим образом [6]:

- Всплытие или всплытие и выпучивание;
- Образование горизонтального искривлённого участка;
- Осадка или выпучивание.



где 1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший сильноувлажненный грунт; 3 – засыпки; 4 – направление распространения границ оттаивания; 5 – трубопровод; 6 – оттаявший слабоувлажненный грунт; 7 – промороженный слабоувлажненный грунт
Рисунок 8 – Всплывший в талом грунте трубопровод [7]

При перемещении участка трубопровода в вертикальном или горизонтальном направлении возникают напряженные состояния, которые могут стать причиной ухудшения прочности труб. Эффекты воздействия трубопровода на грунт зависят от того, как он проложен. При подземной прокладке единственным приоритетом является безоперационное функционирование в условиях изменения несущей способности грунта под проходом трубопровода, вызванного оттаиванием грунта вследствие тепла, выделяемого перекачиваемым продуктом [10, 11].

При надземной прокладке трубопроводов в районах, где распространен многолетнемерзлый грунт, возможны снижение несущей способности свайных опор, деформации от морозного пучения опор, повышение температуры грунта из-за снегопадов и теплопередачи по сваям [14, 13].

Для проектирования, строительства и эксплуатации промышленных трубопроводов в таких условиях требуется комплексный подход, который включает в себя повышенные требования к геологическим исследованиям, экономическое и надежное техническое решения, учитывающее взаимодействие природных и техногенных факторов в системе «атмосфера – грунт – трубопровод» [15].

При проектировании фундаментов линейных сооружений на многолетнемерзлых грунтах необходимо учитывать ряд факторов для предотвращения аварийных ситуаций. Это включает прохождение трассы через различные инженерно-геокриологические условия, проявление негативных грунтово-мерзлотных процессов и нарушение водно-теплового баланса. Такие процессы, как бугры пучений, термокарсты, наледи, оползни, оттаивание льда, также должны быть учтены при проектировании фундаментов, чтобы избежать аварийных ситуаций при эксплуатации трубопровода.

При эксплуатации подземного участка трассы промышленного трубопровода, а также подводного перехода промышленного трубопровода через реку Большая Х. будет неизбежно происходить тепловое взаимодействие трубопровода с мерзлыми грунтами, что приведет к оттаиванию и разжижению грунта, уменьшению несущей способности. Кроме того, оттаявшие грунты обладают малым сопротивлением при перемещениях трубы.

Возможно возникновение сверхнормативных напряжений в футляре трубопровода на границах талых и мерзлых грунтов в пойме реки, на входе/выходе трубопровода в футляре, границе выхода трубопровода из земли к наземной прокладке.

Растепление грунтов (время напрямую зависит от температуры перекачиваемого продукта) приводит к осадкам основания трубопровода, что в свою очередь провоцирует сценарии деформации и возникновения напряжений по телу трубопровода.

Температуры продукта в нефтегазосборных трубопроводах, не более 20 °С. В настоящий момент минимальная температура продукта по фактическим данным увеличена до 40 °С, вероятность перспективы роста до 65-67 °С.

Вследствие увеличения температуры продукта возникает необходимость корректировки применения ранее разработанных проектных решений, с учетом усугубляющего влияния повышенной температуры на мерзлые грунты в основании трубопроводов, прогнозируемого роста напряженно-деформированного состояния трубопровода в процессе эксплуатации.

Мерзлые грунты обладают специфическими реологическими, просадочными и другими свойствами в зависимости от температуры. В связи с этим важной задачей является поддержание температурного режима на заданном уровне, чтобы не получить осложнений в виде просадки грунта под водной переправой. Так как это может привести и к механическим повреждениям трубопровода и его деформации.

Опоры трубопроводов, ранее надежно закрепленные в мерзлом грунте, подвергаются коррозии и деформируются из-за оседания грунта. К примеру, случай в 2020 году, при котором произошел разлив дизельного топлива в Норильске. Главной причиной которого стало оседание основания резервуара, произошедшее из-за таяния вечной мерзлоты. Всего в этих районах происходит свыше 5 тысяч разливов нефти из-за аварий на нефтепроводах. Всё это может стать причиной различных техногенных аварий.

В связи с этим, необходимо рассмотреть компенсирующие мероприятия для исключения возникновения сверх нормативных напряжений в трубопроводах, в следствии увеличения фактической температуры трубопровода.

2 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X

2.1 Анализ технологических процессов добычи и транспортировки нефти с кустовых площадок на нефтегазоконденсатном месторождении X

На правом берегу реки Большая Х. в эксплуатации находится 2 кустовые площадки №2, №14 с общим дебитом по жидкости 5050 м³/сут., по нефти 216 т.н./сут., попутному нефтяному газу 5800 м³/сут. Система трубопроводов работает с давлением, приближенном к максимально возможному рабочему, равному 39 атм.

Система водоводов высокого давления, предназначенных для поддержания пластового давления, работает от установки подготовки нефти (УПН) с существующей закачкой воды для кустовой площадки №2 в объеме 2400 м³/сут., для кустовой площадки №14 в объеме 2100 м³/сут.

Сырая нефть поступает с кустовых площадок №2 и №14 в нефтепромысловый трубопровод с высокой обводненностью порядка ~ 96%.

В эксплуатации на 20.03.2023 находится 7 добывающих скважин, 7 нагнетательных скважин (таблицы 6 и 7).

Таблица 6 – Эксплуатационный фонд скважин 2-ой кустовой площадки

Скв.	224	232	236	218	233	217	228	240	230
Состояние	В работе	Пьезометр	В работе	В работе	Бездействие	В работе	В работе	В работе	В работе
Текущий характер	Нагн.	Пьезометр	Нагн.	Доб.	Нагн.	Нагн.	Доб.	Нагн.	Доб.
Пласт	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1
Тип скважин	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР
Qж, м³/с	746		1020	1033	886	1042	613	998	986
Qн, т.н./с	-	-	-	17,1	-	-	5,1	-	48,9
Qг, м³/с	-	-	-	755	-	-	249	-	754
Обв, %	-	-	-	99	-	-	99	-	97
Тип насоса	Воронка	Воронка	Воронка	НЗЛ4УЭ ЦН6-1250-1800-М(1)	Воронка	Воронка	ЭЦН5 А-900-1800	Воронка	538P75SS D(228ст)

Таблица 7 – Эксплуатационный фонд скважин 14-ой кустовой площадки

Скв.	234	246	238	245	244	248	249
Состояние	В работе	В работе	В работе	В работе	В работе	В работе	АПВ
Текущий характер	Нагн.	Нагн	Доб.	Нагн.	Доб.	Доб.	Доб.
Пласт	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1	Нх-1
Тип скважины	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР	ГОР
Qж, м ³ /с	547	718	564	1476	629	964	50
Qн, т.н./с	-	-	9,3	-	104	15,9	2,9
Qг, м ³ /с	-	-	382	-	2533	2280	43
Обв, %	-	-	98	-	80	98	93
Тип насоса	Воронка	Воронка	ЭЦН5А-700-1967	Воронка	BAKERH UGHES – 538P62-SND (1)	НЗЛЧ-КП7-1500-1800М(16 8ст)	ЭЦНКИ Д5А-250-2300

Осложнениями при эксплуатации кустовых площадок №2 и №14 в настоящее время является:

1) Высокое коллекторное давление, равное 39 атм., что обуславливает риски безаварийной эксплуатации трубопровода;

2) Превышение проектных показателей по температуре на подводном переходе Большая Х. максимальная температура на устье добывающих скважин +67°C, проектная температура +20°C, что ведет к растеплению грунтов;

3) Отсутствие возможности проведения мероприятий по увеличению добычи нефти, в связи с предмаксимальным давлением в нефтесборном коллекторе;

Изменение пластового давления в зоне разработки кустовых площадок №2 и №14 представлено на рисунке 9.

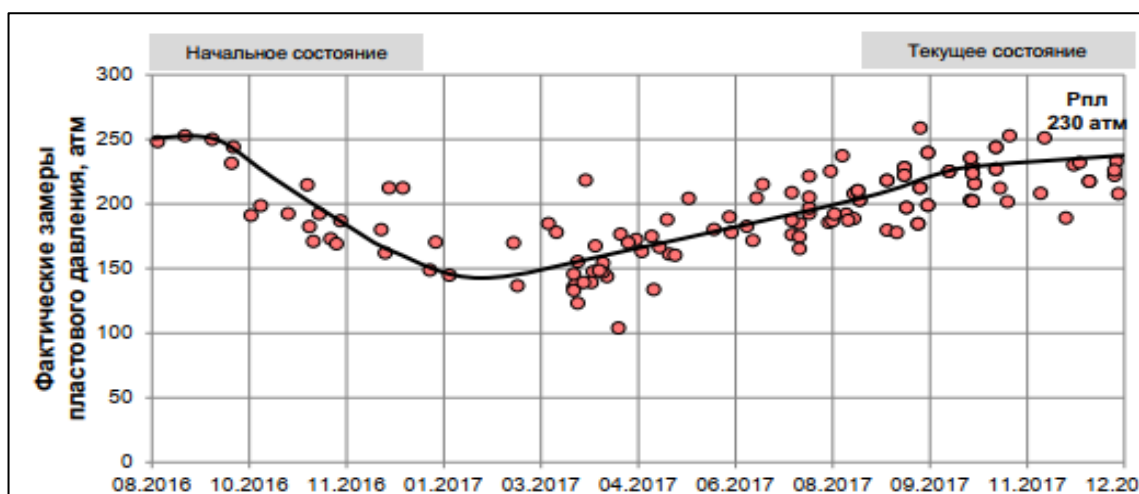


Рисунок 9 – Изменение пластового давления

Из рисунка 9 следует, что компенсация отборов жидкости закачки в 2017 проседала в связи с интенсивной добычей скважинной продукции в процессе разработки месторождения, а также недостаточной компенсацией закачкой воды.

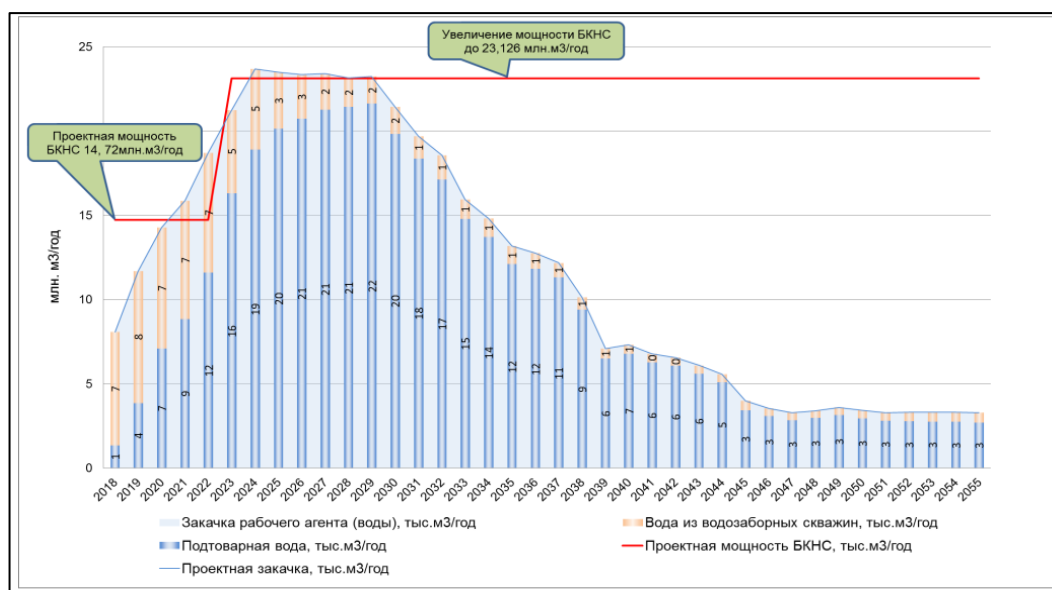


Рисунок 10 – Профиль дизайн загрузки блочной кустовой насосной станции месторождения X [14]

С увеличением добычи подтоварной воды мощности БКНС будет недостаточно для перекачки. Согласно добычи подтоварной воды с 2023 года планируется ввод в работу дополнительных насосов, до увеличения мощности БКНС до 23 126 тыс. м³/год.

В системе ППД используются подтоварная вода с УПН и сеноманская вода, полученная из водозаборных скважин месторождения.

Природные воды, используемые для нагнетания в пласт, могут содержать минеральные соли, газы, механические примеси и микроорганизмы, а также нефть в сточной воде. В связи с этим предъявляются определенные требования к воде, используемой для нагнетания. Вода не должна изменять проницаемость пласта и вызывать коррозию трубопроводов и оборудования при закачке.

Механические примеси и микроорганизмы могут привести к закупорке поровых каналов продуктивного пласта, в то время как соли могут откладываться в порах. Кроме того, химическое воздействие воды, содержащей агрессивные газы, может привести к коррозии трубопроводов и оборудования.

Контроль за содержанием нефти и КВЧ в подтоварной воде проводится в соответствии с ОСТ 39 133-81 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промысловой сточной воде» [29].

Организация системы ППД обусловлена повышенными требованиями к виду и качеству закачиваемой воды. Вода для закачки в пласт должна отвечать требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [47].

Согласно данному ОСТу, вода для системы заводнения пластов должна отвечать следующим требованиям:

- Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;
- Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;
- Содержание ионов железа не более 2 мг/литр;
- Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;
- При коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;

- При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить мероприятия по восстановлению фильтрационных характеристик призабойной зоны, улучшать качество закачиваемой воды.

- Содержание механических примесей и остаточного содержание нефтепродуктов в подтоварной воде не более 40 мг/л.

В связи с высоким коллекторным давлением на КП №2,14 месторождения Х. Установки электроцентробежных насосов работают в левом диапазоне. Что характеризуется низким дебитом добываемой продукции скважины. Превышением износа насоса при нормальной частоте тока электродвигателя. А также в процессе работы увеличивается скорость износа насосного оборудования, по причине «падения» лопаток в ступенях насосного оборудования, что приводит к преждевременному истиранию о нижнюю часть ступени и выходу насоса из строя.

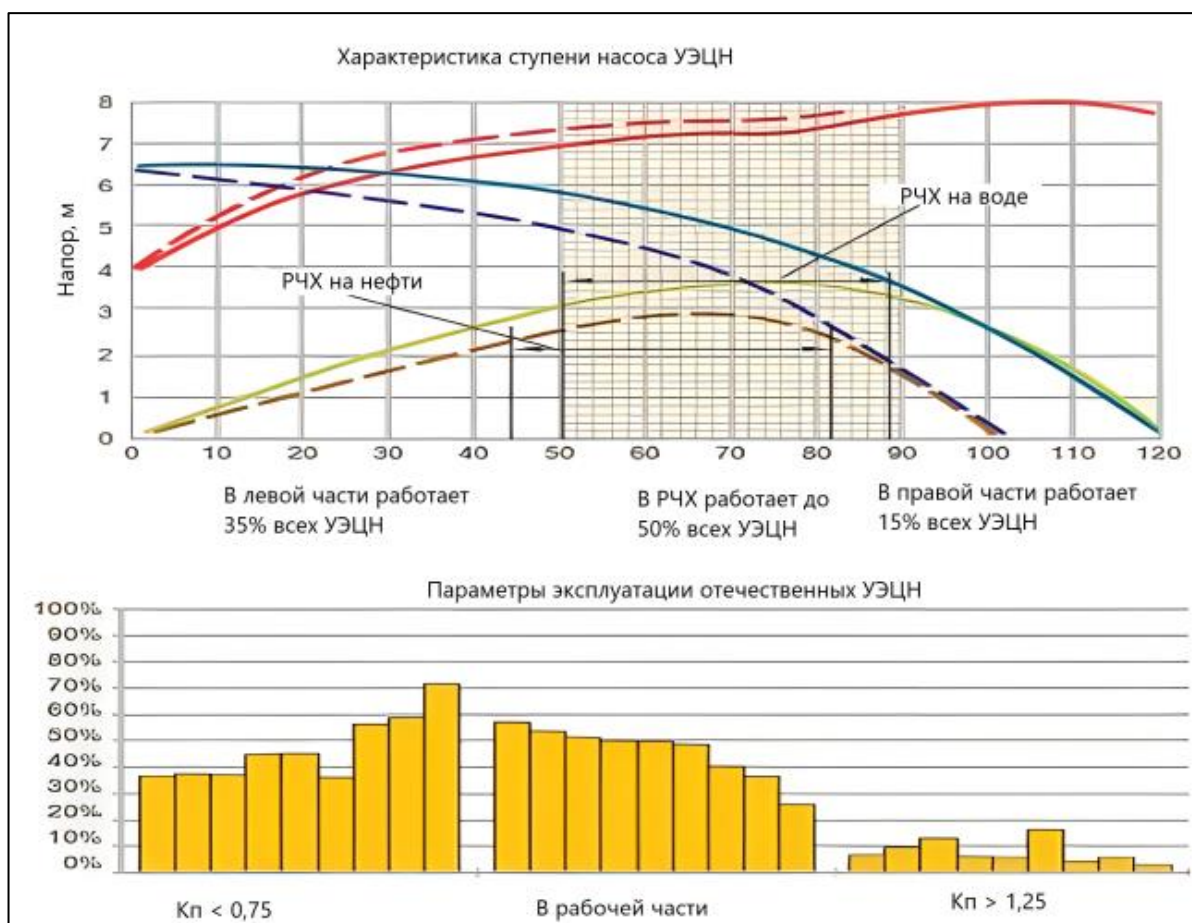


Рисунок 11 – Диапазоны работы установок электроцентробежных насосов в ПАО «НК «Роснефть» на 2022 год

Из рисунка 11 следует, что более трети скважин с установок электроцентробежных насосов работает в левой зоне.

Работа УЭЦН в «левой» зоне, является неблагоприятным фактором, который оказывает существенное влияние на межремонтный период оборудования.

Проблематика работы УЭЦН в «левом» диапазоне работы:

- Излишние энергетические затраты;
- Ограничению по дебиту скважинной продукции, в связи с низкими частотами работы УЭЦН в «левой» зоне;
- Низкое КПД работы установки. Так как усилия рабочих колес и направляющих аппаратов высоки, а отвод тепла жидкостью незначителен, при малых отборах жидкости. Это приводит к преждевременному износу подшипниковых узлов оборудования, так как происходит превышение температурного диапазона работы оборудования.
- Кавитация, нарушение сплошности потока внутри рабочего колеса при его вращении, что приводит к излишней вибрации насосного оборудования, возможно образования гидравлического удара.

2.2 Технологическое решение по организации предварительного сброса воды

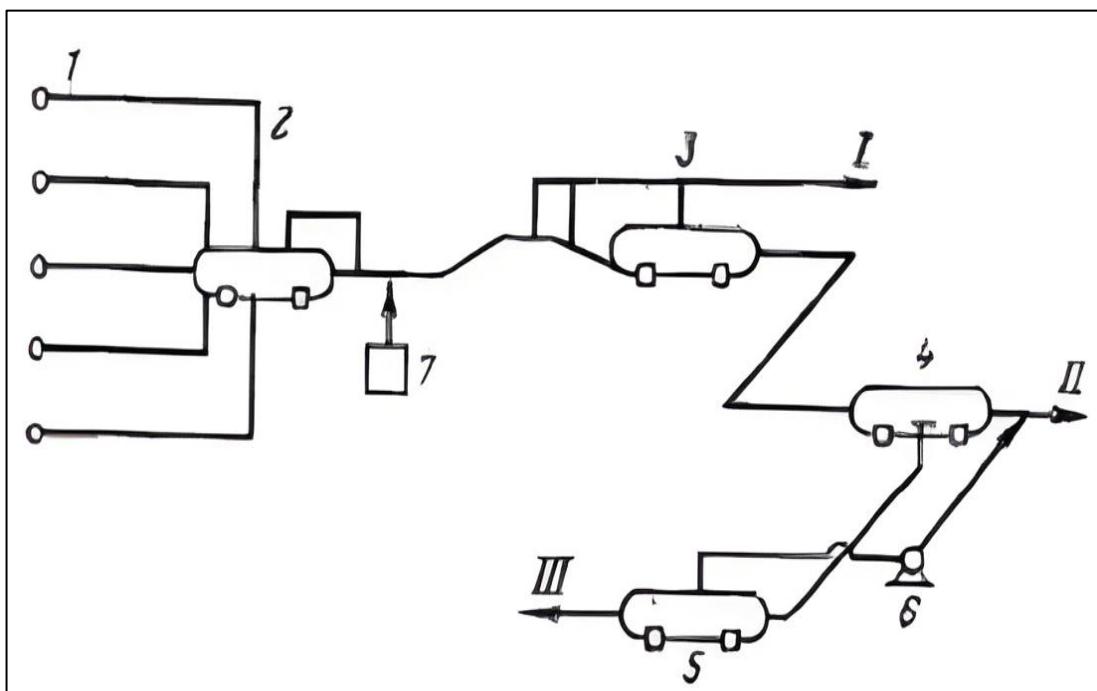
В большинстве случаев предварительный сброс попутно-добываемой воды, поступающий в систему сбора с продукцией скважин, применяют для снижения эксплуатационных затрат на перекачку жидкости до УПН, а также для снижения загрузки БКНС.

Организация предварительного сброса воды, как правило, реализуется в дополнительном варианте основной технологической схемы при разработке месторождения, находящейся на второй- третьей стадии разработки. Именно на данных стадиях разработки появляется нужда в ведении нового оборудования, которое позволит дальше непрерывно и безопасно добывать и транспортировать скважинную продукцию.

Существует два отличительных способа предварительного разделения продукции скважин [9]:

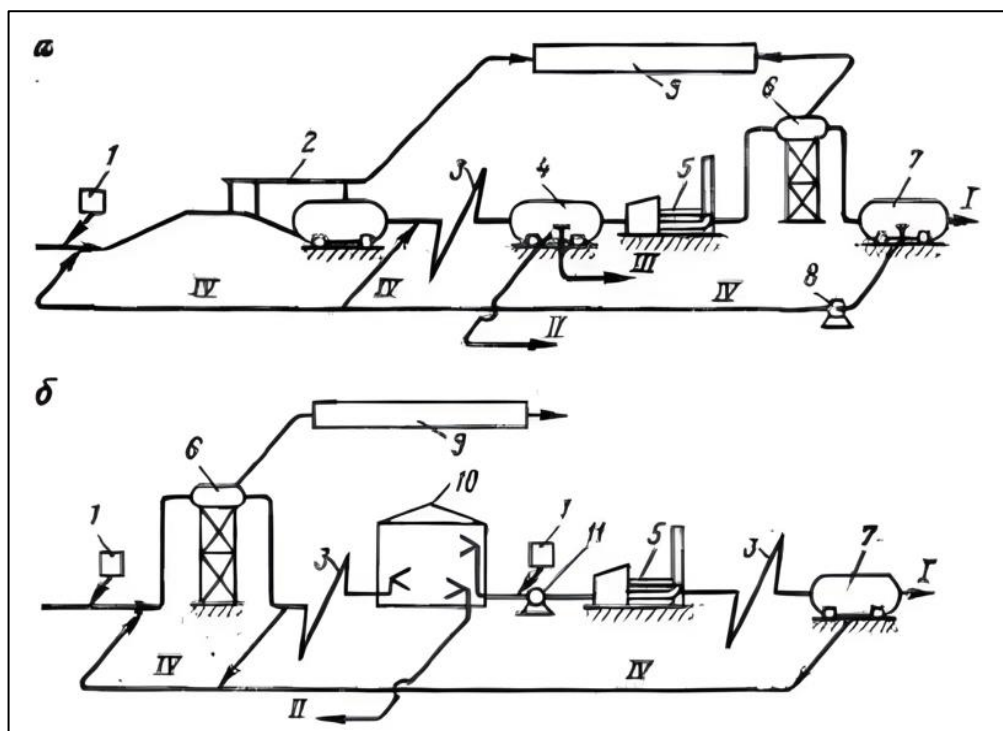
1) В системе сбора скважиной продукции, в АГЗУ или ДНС, сборных пунктах типа КСП, что распространено на месторождения Западной Сибири (рисунок 12).

2) На центральных нефтесборных пунктах перед установками подготовки нефти на месторождениях, относительно небольших размеров. (рисунок 13).



где 1 – скважины; 2 – замерная установка типа «Спутник»; 3 – сепаратор I ступени с устройством предварительного отбора газа (депульсатором); 4 – аппарат предварительного обезвоживания нефти; 5 – буферная емкость; 6 – насос откачки уловленной нефти и некондиционной пластовой воды на ЦППН; 7 – блок дозирования реагента-деэмульгатора; I – газ потребителю; II – жидкость на ЦППН; III – вода на КНС

Рисунок 12 – Технологическая схема объекта предварительного обезвоживания нефти в системе сбора [15]



где а – в напорных отстойниках; б – резервуарах-водоотделителях: 1 – точка дозирования реагента-деэмульгатора; 2 – сепаратор с устройством предварительного отбора газа; 3 – контактный трубопровод; 4 – отстойник; 5 – блок нагрева; 6 – конечной сепаратор; 7 – блок глубокого обезвоживания; 8 – насос рециркуляции горячих дренажных вод; 9 – установка подготовки газа; 10 – резервуар; 11 – сырьевой насос.

Рисунок 13 – Технологическая схема объекта предварительного обезвоживания нефти в системе сбора [15]

Для подогрева, используются специальные подогреватели. Однако, результативность процесса предварительного сброса воды зависит не только от уровня обезвоживания нефти, а также от качества отделяемой воды из пласта. Эта вода должна быть подготовлена для закачки в продуктивные горизонты без дополнительной сложной очистки и подготовки, тем самым избегая необходимости строительства очистных сооружений на объектах системы сбора.

Для сбора загрязненных вод, которые могут образовываться при нарушениях технологического процесса предварительного обезвоживания нефти, а также для улавливания пленочной нефти, используется специальная буферная емкость. Она соединена с насосом, который позволяет периодически или постоянно откачивать уловленную нефть или промежуточный слой в

систему сбора для дальнейшей обработки на центральном нефтесборном пункте.

Для организации предварительного обезвоживания нефти на центральном нефтесборном пункте можно использовать напорные аппараты предварительного сброса воды и резервуары-отстойники, которые оснащены специальными распределительными устройствами.

Резервуары-отстойники могут использоваться как аппараты предварительного обезвоживания нефти, но нуждаются в дополнительном оборудовании, например, сепараторах, для полной дегазации эмульсионной системы.

В процессе предварительного обезвоживания нефти могут использоваться реагенты-деэмульгаторы для усиления интенсивности процесса.

Важным фактором успешного предварительного обезвоживания нефти является подготовленность обрабатываемой эмульсионной системы к расслоению.

Промысловые сборные трубопроводы подвержены внутренней коррозии из-за воздействия высоко минерализованной воды. При расслоении потока жидкости из-за малых скоростей потока жидкости происходит появление ручейкового коррозионного разрушения по нижней образующей трубопровода.

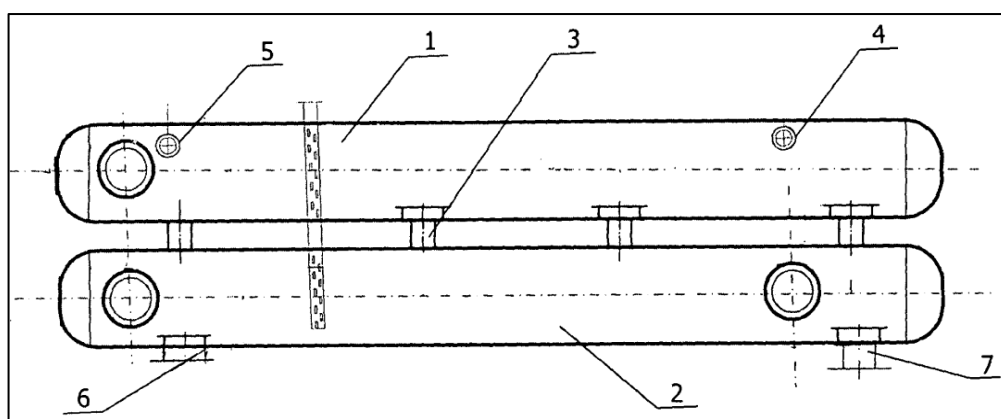
В связи с этим предлагается рассмотреть мероприятия по организации предварительного сброса воды на КП №2,14 месторождения X для оптимизации технологических показателей промыслового трубопровода.

Одним из вариантов организации предварительного сброса воды, служит установка трубного водоотделителя, под инфраструктуру месторождения X.

Установка трубного водоотделителя позволяет сбрасывать попутную воду, в районах, где расположены объекты нефтедобычи. Водоотделители могут быть установлены прямо на месте в полевых условиях и не требуют

дополнительного обслуживания. Опыт эксплуатации таких водоотделителей показал, что они способны сбрасывать до 90% объема поступающей в них воды, и остаточное содержание воды в нефти после прохождения ТВО не превышает 10%.

Горизонтальный двухтрубный водоотделитель в двухъярусном исполнении используется для утилизации пластовой воды в процессе подготовки нефти для транспортировки. Он также выполняет функцию буфера, помогающего стабилизировать поток жидкости, если газоводонефтяная смесь поступает неравномерно из-за рельефа местности.



где 1 – верхний цилиндрический резервуар 2 – нижний цилиндрический резервуар, 3 – переточные штуцеры, 4 – штуцер подвода газоводонефтяной смеси, 5- отвод нефти, 6,7- штуцера для отвода воды.

Рисунок 14 – Схема горизонтального двухъярусного трубного водоотделителя

Трубный водоотделитель (ТВО), ТУ 3615-001-54455613-2016 [16].
Климатическое исполнение трубного водоотделителя – «УХЛ», категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [23], изготовлен по ТУ 3615-001-54455613-2015.

Производительность установки:

- 1) По жидкости - 7 000 м³/сут;
- 2) По нефти - 4 000 м³/сут;
- 3) По воде - 3 000 м³/сут.

Максимальная летняя температура стенки +60 °С, зимняя - 60 °С.

Нижний ярус с наружным диаметром 1420 мм, длиной 33 900 мм, объемом 54 м³, верхний ярус с наружным диаметром 1020 мм, длиной 33 900мм, объемом 28 м³.

Таблица 8 – Технические характеристики и параметры трубный водоотделителя

Характеристики. Показатели.	Корпус	
	Нижний ярус	Верхний ярус
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	4,0 (40)	
Пробное давление гидравлическое, МПа (кгс/см ²)	5,0 (50)	
Температура рабочая, °С	+60...-40	
Наружный диаметр, мм	1420	1020
Длина, мм	33 900	33 900
Наименование рабочей среды и ее свойства	1.1 Взрывоопасная В-I, 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007; 2.1 Жидкая агрессивная водонефтегазовая эмульсия. Не допускаются примеси в рабочей среде, увеличивающие проницаемость материала выше П=0,15мм/год	
Внутренний объем, м ³	54	28
Масса пустого сосуда, кг	22 000	16 000
Производительность, м ³ /сут (при t=20°С)	7000	
-по жидкости	4000	
(нефть+вода)	3000	
-по нефти	10 лет	
-по воде		
Расчетный срок службы	8мм	
Расчетные минимальные толщины труб:	8мм	

К контрольно-измерительным приборам в составе установки относятся:

- 1) Датчик уровня ультразвуковой ДУУ4МА-(ДУУ2М-02-0)-3,8 в комплекте с вторичным прибором БСД4 и поплавком типа V – 1 шт.
- 2) Манометр показывающий МП4А-КС (0-4МПа) – 1 шт.
- 3) Вентиль манометрический ВМ5х35 – 3шт.

Принцип работы ТВО-7000 заключается в следующем: газожидкостная смесь с кустов скважин поступает в трубопровод, где смешивается с реагентом-деэмульгатором, в котором инициируется процесс разделения

эмульсии за счет гидродинамической обработки потока. Поток выделившегося после разделения газа, будет направляться далее в нефтепровод, где будет направляться по нефтепроводу до УПН. Вода же будет отделяться в отдельный трубопровод.

После разделении в ТВО, эмульсия окончательно разделяется на:

- газ, нефть с остаточной обводненностью 1-5%;
- воду с остаточным содержанием нефти и механических примесей не более 40 мг/л.

Подготовленная вода, подходит для использования в качестве агента для заводнения нефтяных пластов, согласно ОСТ 39-133-81 [28].

Трубный водоотделитель подвергается визуально - измерительному контролю снаружи и внутри емкостей, неразрушающему контролю сварных соединений, и гидравлическому испытанию пробным давлением (верхний и нижний ярусы):

$$1,25 \cdot 4,0 \cdot \frac{[\sigma_{20}]}{[\sigma_{100}]} = 50 \text{ МПа} \left(\frac{\text{кг}}{\text{см}^2} \right); \quad (10)$$

Конструкция двухъярусного ТВО, соединенной переточными штуцерами, с патрубками для отвода воды, устанавливаемых на разных концах емкости, позволяет увеличить диапазон регулирования уровня границы раздела среды в большем диапазоне чем с одинарной горизонтальной установкой.

Трубный водоотделитель позволяет стабилизировать поток жидкости, при неравномерном поступлении газодонефтяной смеси, при наличии высокого газового фактора, а также из-за различного рельефа местности.

Основным требованием к работе ТВО является недопущение попадания нефтяной фазы в систему ППД. По этой причине при проектировании ТВО предусмотрен отвод небольшой части воды в нефтяную линию, а также установка датчика межфазного уровня "нефть-вода", который блокирует слив воды, если уровень опустится ниже определенного значения.

Технология кустовых (малых) УПСВ практически не отличается от крупных УПСВ. Их исполнение базируется на более высоком уровне автоматизации без постоянного присутствия персонала, применении новейших конструктивных элементов для интенсификации процесса, обеспечении компактности исполнения.

К правилам эксплуатации кустовых УПСВ предъявляются требования по утилизации шлама, уловленного в аппарате, без загрязнения площадки куста.

Технология НТК «МНГК» предусматривает сброс уловленного шлама в обезвоженную нефть путем промывки установки рабочей жидкостью без остановки процесса.



Рисунок 15 – Существующая установка трубного водоотделителя в компании АО «Белкамнефть»

На месторождении компании АО «Белкамнефть» уже реализована данная установка для предварительного сброса воды.

Ожидаемый эффект после проведения мероприятий по монтажу трубного водоотделителя под инфраструктуру месторождения X:

- 1) Снижение коллекторного давления предположительно на 8 атм.
- 2) Снижение загрузки с установки подготовки нефти на 2400 м³/сут.

2.3 Технологическое решение по охлаждению продукции промыслового трубопровода

Для обеспечения проектных значений по температуре перекачиваемой скважинной продукции, (температура 20°C по проекту) предлагается вариант охлаждения перекачиваемого продукта, после прохождения предварительного сброса воды с применением холодильной машины.

Для охлаждения сырой нефти, после предварительного отделения воды, с температуры от 67°C до 20°C рассматривается холодильная машина с использованием промежуточного хладоносителя и вторичного теплообменного аппарата. Принципиальная схема, построенная в программном комплексе HYSYS, приведена на рисунке 16:

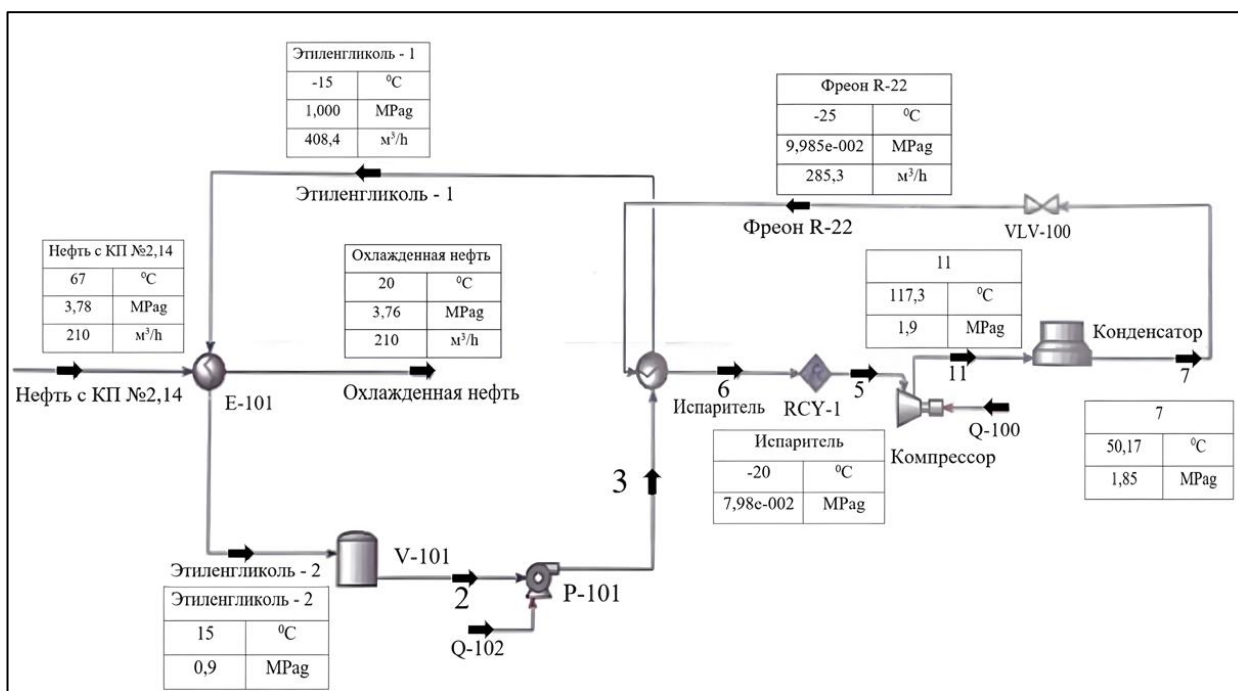


Рисунок 16 – Принципиальная схема охлаждения с использованием холодильных машин (HYSYS)

Поток сырой нефти охлаждается посредством теплообмена с этиленгликолем. Далее этиленгликоль поступает в ресивер теплоносителя V-101, где происходит его накопление перед подачей в теплообменник с Фреоном R-22 (посредством перекачивания насосом циркуляции промежуточного теплоносителя P-101 по 1-му контуру), для последующего охлаждения сырой нефти с рециркуляцией Фреона-22.

Кондиционер (2-й контур охлаждения) работает на основе холодильного цикла, который основан на свойстве жидкостей поглощать тепло при испарении и выделять тепло при конденсации.

Далее приведена схема, на которой представлен принцип работы кондиционера (сплит-системы):

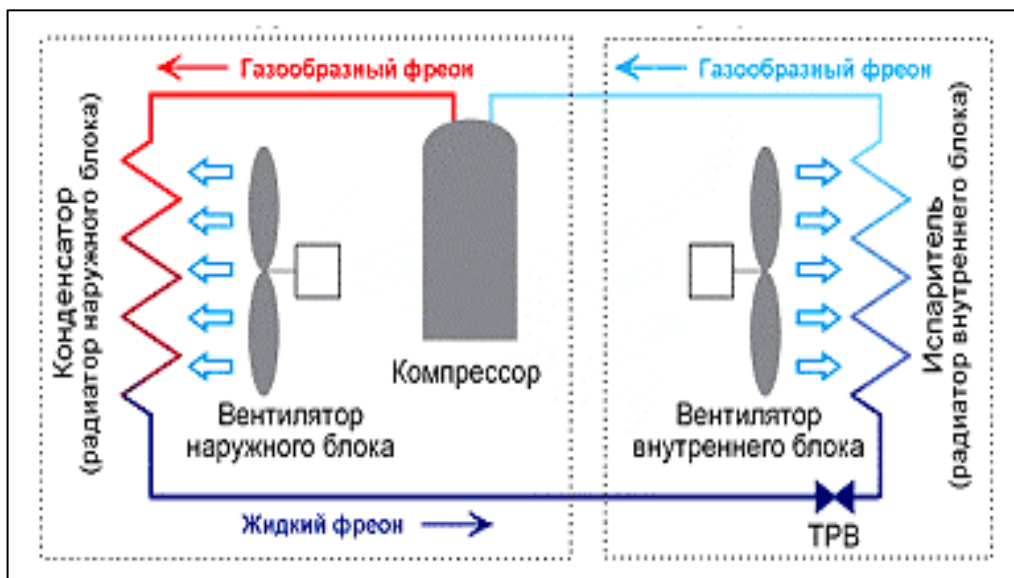


Рисунок 17 – Принцип работы вторичного теплообменного аппарата

Основные узлы установки:

- 1) Компрессор – сжимает фреон и поддерживает его движение по холодильному контуру кондиционера;
- 2) Конденсатор – радиатор, расположенный во внешнем блоке кондиционера. Название отражает процесс, происходящий при работе кондиционера – переход фреона из газообразной фазы в жидкую, а также обеспечение непрерывной циркуляции хладагента в замкнутой системе.
- 3) Испаритель – радиатор, расположенный во внутреннем блоке кондиционера. В испарителе фреон кипит и переходит из жидкой фазы в газообразную (испарение);
- 4) ТРВ (терморегулирующий вентиль) – понижает давление фреона перед испарителем;

5) Вентиляторы – создают поток воздуха, обдувающий испаритель или конденсатор. Они необходимы для повышенной интенсивности теплообмена (Отвод тепла от конденсатора или охлаждения воздуха в помещении).

Компрессор, конденсатор, ТРВ и испаритель соединены медными трубами и образуют холодильный контур кондиционера, по которому циркулирует хладагент – смесь фреона и небольшого количества компрессорного масла, необходимого для смазки компрессора.

Циркуляция теплоносителя в системе осуществляется с помощью насосной группы.

Бак - аккумулятор предназначен для увеличения тепловой инерционности системы и сокращения количества циклов пуска/остановки холодильной машины.

В работе кондиционера газообразный фреон под низким давлением поступает на вход в компрессор из испарителя. Затем компрессор сжимает фреон до давления 19 атмосфер, повышая температуру газа до 50°C. Фреон поступает в конденсатор, где благодаря интенсивному обдуву наружным воздухом он охлаждается, переходя из газообразной фазы в жидкую. Воздух, который проходит через конденсатор кондиционера, нагревается, унося избыточное тепло.

После прохождения через конденсатор фреон переходит в жидкое состояние и имеет высокое давление 19 атмосфер. Теплый фреон затем направляется в терморегулирующий вентиль (ТРВ), который в простом случае состоит из капилляра - длинной, тонкой трубки из меди, свернутой в спираль.

После прохождения через ТРВ давление и температура фреона значительно снижаются до -25°C. Смесь жидкого и газообразного фреона с низким давлением идет в испаритель, где жидкий фреон превращается в газообразную фазу, поглощая тепло. Воздух, проходящий через испаритель, охлаждается. Затем газообразный фреон с низким давлением повторно поступает на вход компрессора и цикл начинается снова.

Посредством данной установки получится снизить температуру до 20°C, как по проектному значению эксплуатации трубопровода.

Недостаток: использование вторичного теплообменного аппарата исключает возможность охлаждения продукта за счет свободной конвекции в холодный период для экономии электроэнергии.

Преимущество: отсутствие зависимости от температуры наружного воздуха.

2.4 Технические особенности установки трубного водоотделителя

2.4.1 Монтаж трубного водоотделителя с закачкой подтоварной воды в шурф

Монтаж ТВО рекомендуется произвести на участке центрального нефтесборного коллектора с загрузкой жидкостью с КП №2,14 в объеме 5050 м³/сут.

На рисунке 18 представлена схема эксплуатации нефтесборных трубопроводов и водоводов кустовых площадок №2,14, пролегающих под водной переправой реки Большая Х.

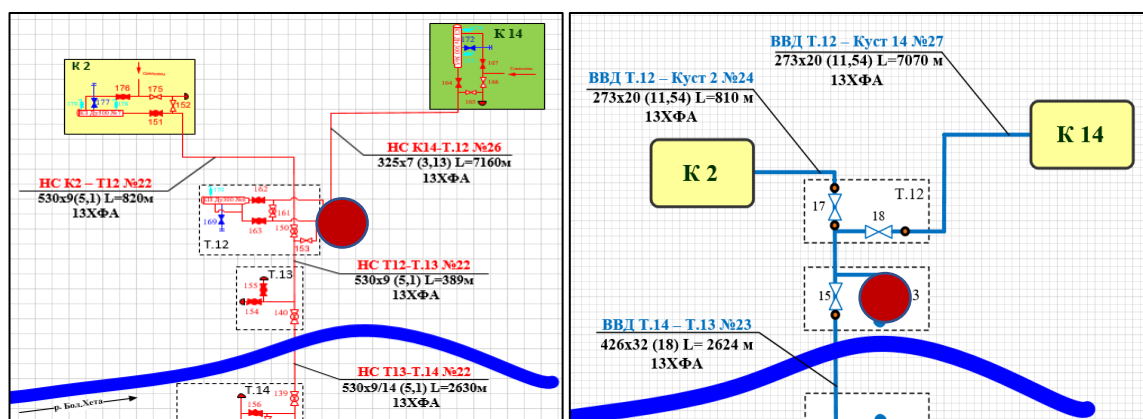


Рисунок 18 – Схема эксплуатации нефтесборных трубопроводов и водоводов высокого давления от установки подготовки нефти к кустовым площадкам №2,14 месторождения Х

Для монтажа ТВО необходимо предпринять следующие действия:

1) Действующий высоконапорный водовод ВВД №24 Т.12 (рисунок 18) кустовой площадки №2 перевести в низконапорный и использовать как

приемный трубопровод для отбора подтоварной воды с ТВО и подачи жидкости на прием шурфов

2) Организовать шурфовую закачку на скважинах №233 (по состоянию на 01.09.22 бездействие), №232 (по состоянию на 01.09.22 пьезометр) с внедрением УЭЦН-1250 м³/сут. с кожухом.

3) На скважинах при КРС необходимо спустить взрыв пакеры с установкой цементного моста на глубину 200-300м.

Благодаря чему продукция скважин с общего трубопровода после КП №2 и КП №14 будет попадать на вход в ТВО, где будет происходить разделение скважинной продукции на дегазированную воду и нефть. После отделения воды нефть поступает в нефтесборный коллектор, а подготовленная подтоварная вода, с остаточным содержанием по механическим примесям и нефтепродуктам до 40 мг/л, в объеме 2400 м³ поступает от ТВО будет на КП №2 в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления. Тем самым, полностью компенсируя закачку воды с УПН для данной кустовой площадке.

Поток жидкости после прохождения ТВО на УПН составит 3800 м³/сут. после реализации мероприятий по увеличению добычи нефти. Врезка трубопровода к ТВО будет происходить в точке Т.13 (рисунок 18), так как она наиболее приближена к КП-2,14, что сократит затраты на монтаж трубопровода от ТВО до водопровода №24.

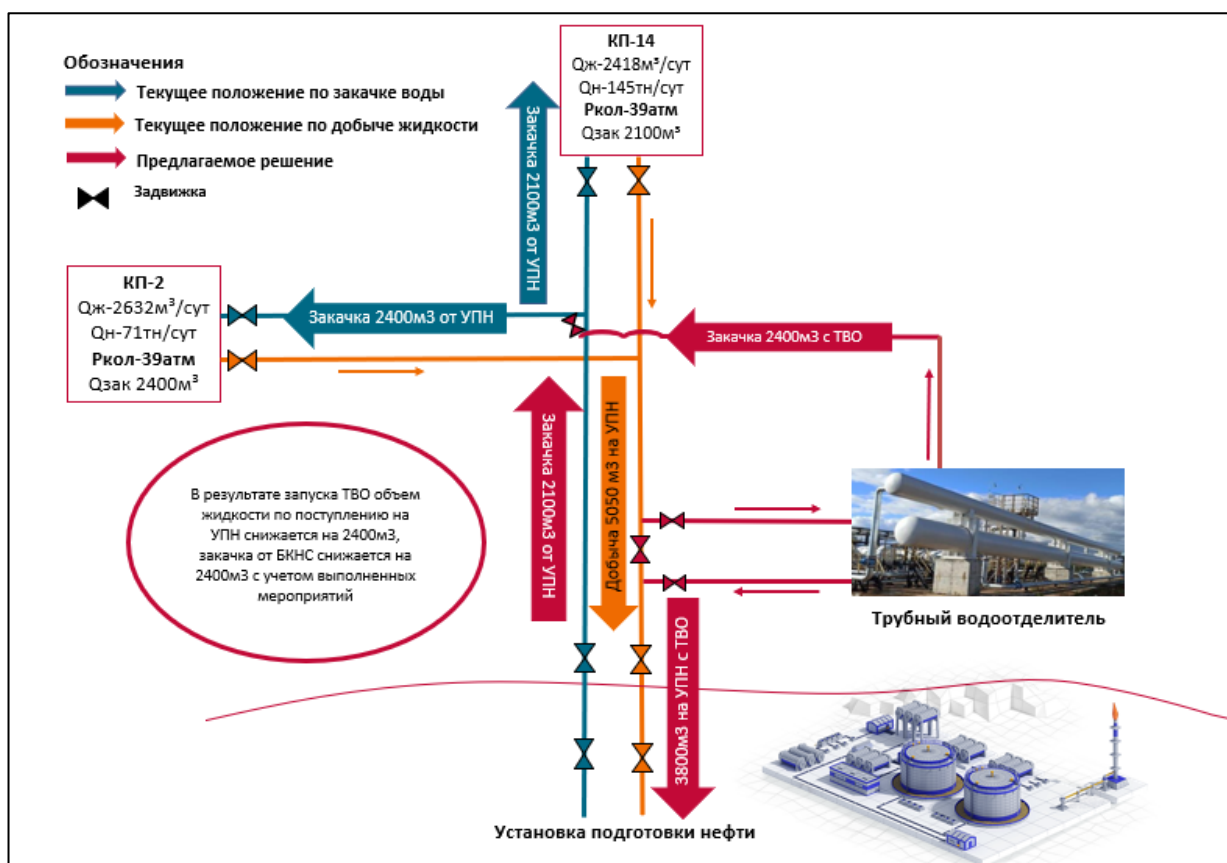


Рисунок 19 – Принципиальная схема подключения трубного водоотделителя под инфраструктуру месторождения X

По итогам внедрения сброс воды в систему ППД после ТВО будет составлять $2400 \text{ м}^3/\text{сут}$. В результате баланс по жидкости составит - $2400 \text{ м}^3/\text{сут}$. с загрузки трубопровода, что позволит снизить давление в системе, предположительно на 8 атм.

В связи с изменением скорости движения жидкости в трубопроводе предусматривается двойное увеличение подачи ингибитора коррозии, а также организовывается подача деэмульгатора.

Закачка ингибитора коррозии (Кормастер 1065) на КП №2 предполагается в объеме 3,3 т. в месяц, так как за август 2022 года на КП №14 было израсходовано 3,3 т. ингибитора коррозии.

Подача деэмульгатора на вход в ТВО предполагается с расходом 3 т. в месяц, что обеспечит бесперебойную работу оборудования и надлежащее качество подтоварной воды.

2.4.2 Монтаж трубного водоотделителя в комплексе с горизонтальной насосной установкой

Монтаж ТВО необходимо произвести на участке центрального нефтесборного коллектора с загрузкой жидкостью с КП №2,14.

Действующий высоконапорный водовод предлагается использовать как точку подключения выкидной линии горизонтальной насосной установки (далее ГНУ), приемный водовод использовать для отбора подтоварной воды с ТВО.

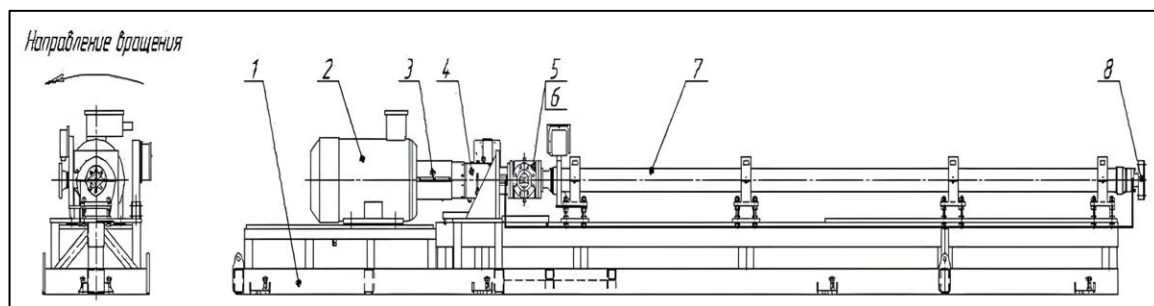
По итогам внедрения сброс воды будет составлять 2000 м³ (ГНУ 2000-1600 1агр. в работе 1агр. в резерве). (Приложение Д)

В результате баланс по жидкости составит -2000 м³/сут. с загрузки трубопровода, что позволит снизить давление в системе трубопроводов и температурный режим на подводном переходе. Поток жидкости после прохождения ТВО на УПН составит 4200 м³/сут. после реализации мероприятий по увеличению добычи нефти.

Горизонтальная насосная установка предназначена для нагнетания жидкости в скважины с целью поддержания пластового давления, и утилизации попутно-добываемой воды.

Преимущества ГНУ:

- 1) Коррозионностойкое исполнение;
- 2) Широкий диапазон рабочих характеристик (КПД, расход, напор);
- 3) Высокий показатель надежности, по сравнению с закачкой в шурф.



где 1 – несущая рама, 2 – электродвигатель, 3 – муфта соединительная, 4 – камера упорного подшипника, 5 – входной модуль, 6 – торцевое уплотнение, 7 – центробежный насос, 8 – выкидная головка с соединительным фланцем
Рисунок 20 – Принципиальная схема горизонтальной насосной установки

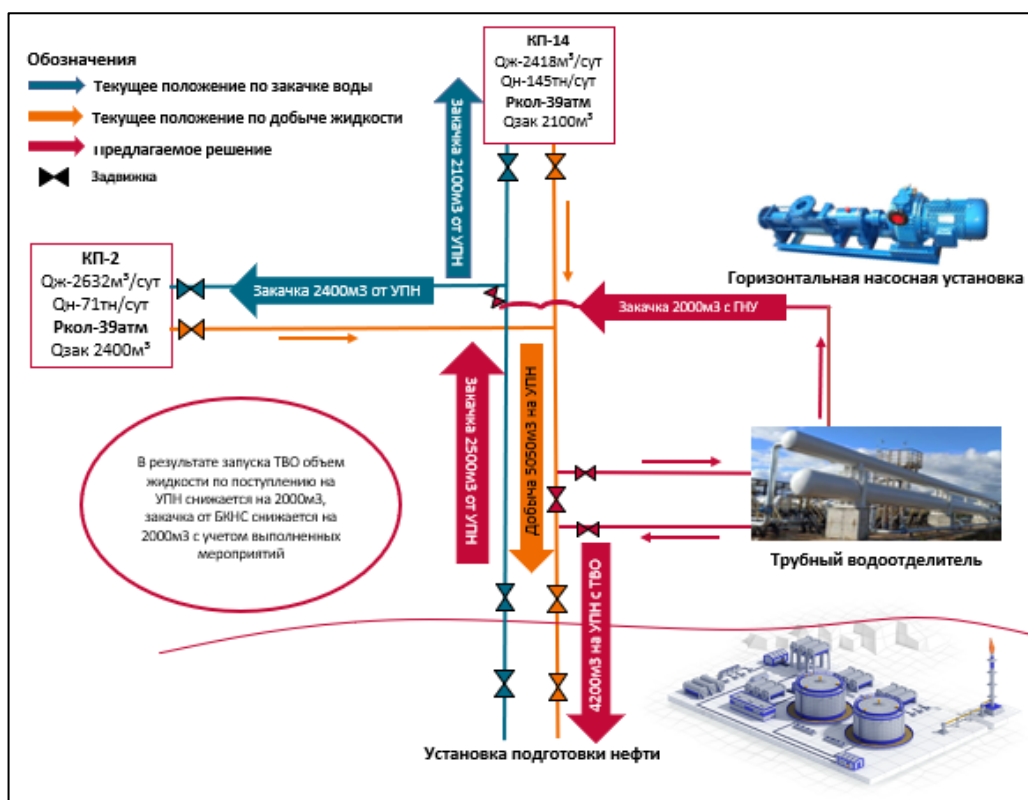


Рисунок 21 – Принципиальная схема подключения трубного водоотделителя с горизонтальной насосной установкой под инфраструктуру месторождения X

Таблица 9 – Сравнение необходимых мероприятий для реализации предлагаемых вариантов на месторождении

Параметр	ТВО+ГНУ	ТВО+шурф
Переобвязка на кустовой площадке (высоконапорный/низконапорный водовод)	-	+
Монтажные работы (фундамент, обвязка, монтаж ТВО)	+	+
Точка подключения оборудования КИПиА	+	-
Точка подключения эл/оборудования с монтажом энергосистемы и плавного пуска	+	-
Монтажные работы (фундамент, обвязка, монтаж ГНУ)	+	-
Постановка бригады КРС на внедрение УЭЦН/Шурф	-	+
Монтаж участка высоконапорного толстостенного водовода	+	-
Монтаж участка низконапорного водовода	-	+
Дополнительный персонал на обслуживание	+	-

Монтаж трубного водоотделителя позволит сократить энерго- и трудозатраты на монтаж установки и обеспечит высокую экономическую эффективность в связи с низкими капитальными затратами.

2.5 Мероприятия по увеличению добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин кустовых площадок № 2,14

За счет снижения коллекторного давления на 8 атм., появляется возможность наращивания добычи с действующего эксплуатационного фонда скважин кустовых площадок №2,14, сбор продукции которых осуществляется по данному промысловому трубопроводу.

Под мероприятиями по увеличению добычи считается увеличение частоты работы насосов в добывающих скважинах оборудованных УЭЦН на КП №2,14.

Потенциальные возможности скважин, по которым планируется увеличение добычи нефти и с сопутствующими рассчитанными параметрами приведены в таблице 10. Это наиболее оптимальный и эффективный метод без дополнительных затрат нарастить добычу нефти.

Таблица 10 – Расчет прироста добычи нефти КП 2,14

Скв.	Ку ст	Режим			Потенциал			Прирост по нефти, т.н.	Прирост по жидкости м ³ /сут.
		Q _ж	% H ₂ O	Q _н	Q _ж	% H ₂ O	Q _н		
228	2	611	99,0	5,1	901	99,0	7,5	2,4	288,0
244	14	754	80,0	152,8	870	80,0	173,8	21,0	116,0
218	2	1 033	98,0	17,1	1 450	98,0	24,0	6,9	417,0
238	14	685	96,0	22,7	850	96,0	28,1	5,4	165,0
230	2	986	94,0	50,9	1 150	94,0	57,1	6,2	164,0
							Итог:	41,9	1150,0

Таблица 11 – Текущие параметры работы УЭЦН на КП 2,14

Номер скважины	Куст	Текущие параметры			
		H _д	F	P _{пр}	P _{затр}
228	2	2080	46	102	34
244	14	2633	46	82	38
218	2	1148	45	122	20
238	14	2554	48	58	38
230	2	2266	49	72	33

Реализация мероприятий по повышению добычи, за счет увеличения частоты работы УЭЦН, позволит получить прирост по жидкости в объеме 1150 м³/сут., по нефти 41,9 т.н./сут.

Производительность УЭЦН находится в прямой зависимости от частоты переменного тока, подаваемого на обмотки двигателя:

$$Q_2 = Q_1 \cdot \left(\frac{F_2}{F_1} \right) \quad (11)$$

где Q_1 – производительность по паспорту УЭЦН при стандартной частоте (50 Гц);

Q_2 – производительность при новой частоте;

F_1 – 50 герц; F_2 – частота, до которой происходит «разгонка» насоса.

Подбор оборудования, для проведения ГТМ ИДН, осуществляется перед каждым спуском УЭЦН в скважину. Для выполнения дизайна погружного оборудования применяется специализированное ПО «ROSPUMP», входящий в ИС «Мехфонд».

Подбор УЭЦН для скважины включает следующие этапы:

1. Провести сбор информации об истории эксплуатации и ремонтов скважины при ее эксплуатации.
2. Проверить корректность данных путем сравнения фактических и расчетных параметров работы.
3. Определить потенциальную производительность скважины.
4. Выбрать наиболее эффективное оборудование и глубину спуска с максимальной производительностью, учитывая факторы, которые могут затруднить эксплуатацию.
5. Проверить наличие ограничений, связанных с энергетикой и инфраструктурой.
6. Проверка фактических параметров работы оборудования с расчетными после запуска и вывода на режим скважины.

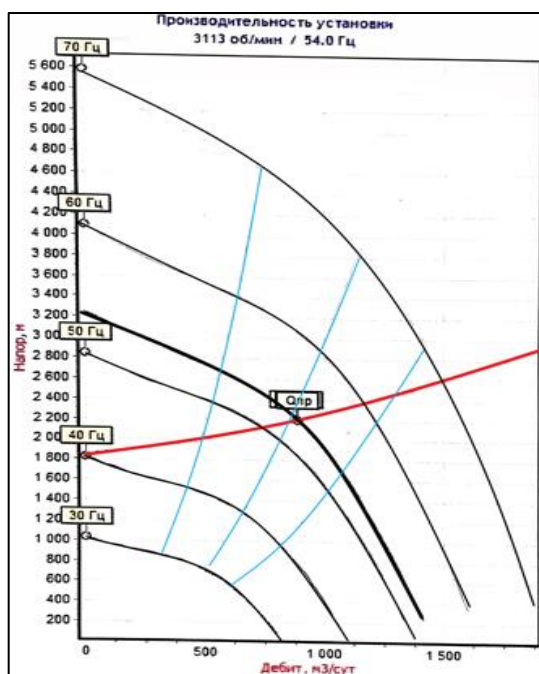
На примере скважины №244, 14-ой кустовой площадки, рассмотрим увеличение добычи нефти, за счет увеличения частоты работы насоса (без смены насоса на другой), используя программный комплекс ROSPUMP.

Таблица 12 – Параметры скважины №244

УЭЦН		
Типоразмер	538P62-SND (1)	
Номиналы:	Ед. измерения	Величина
Частота тока	Гц	50
Скорость вращения	об./мин	2917
Номинальный дебит	м ³ /сут	820

Производительность при разгонке насоса до частоты в 54,0 Гц:

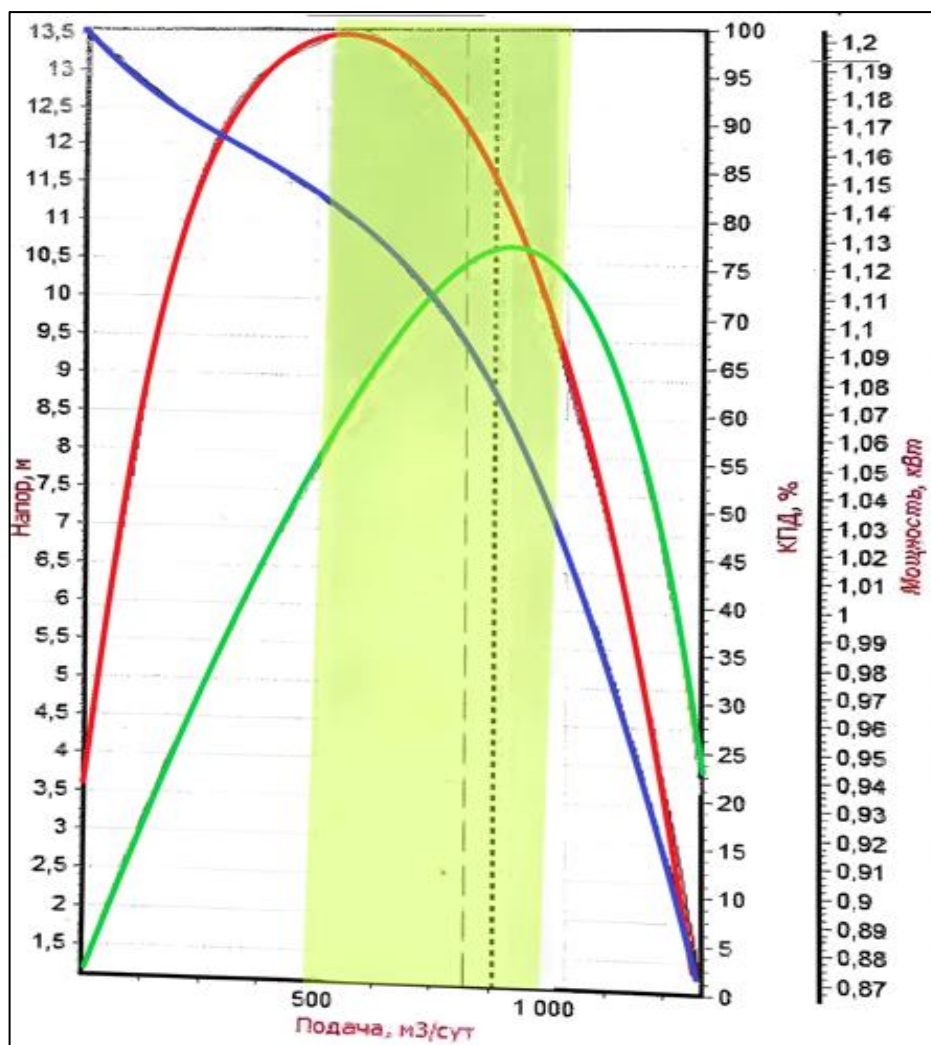
- Частота тока: 54 Гц.
- Скорость вращения: 3113 об/мин.
- Номинальный дебит при данной скорости вращения: 875 м³/сут.
- Количество ступеней: 211 шт.
- Дебит жидкости на поверхности составит: 870 м³/сут.
- Глубина спуска насоса: 2869 м.



- — Рабочая область (левая граница);
- — Рабочая область (правая граница);
- — Расчетная рабочая насосная характеристика;
- — Системная кривая.

Рисунок 22 – Напорно-расходная характеристика установки при новой частоте в 54 Гц

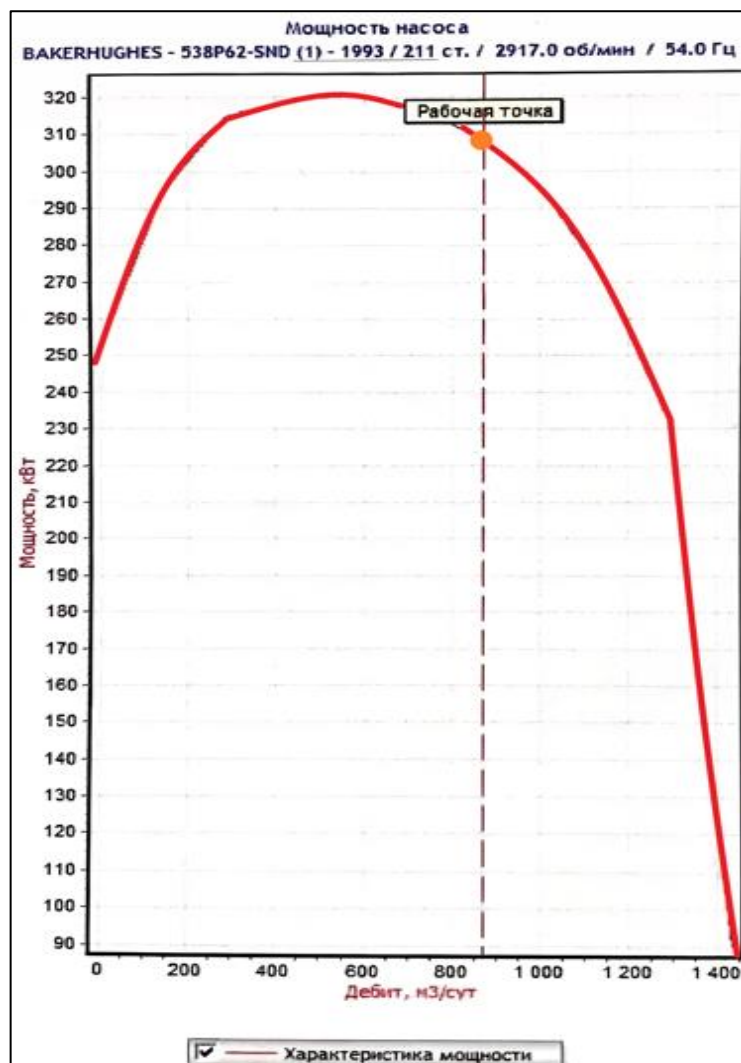
Из рисунка следует, что подобранная частота работы установки лежит в среднем диапазоне насоса.



- – Рабочая область насоса;
- — — — — Напор;
- — — — — КПД;
- — — — — Мощность;
- — — — — Расчетный дебит.

Рисунок 23 – Паспортная характеристика насоса при частоте 50 Гц

Дополнительный прирост по жидкости составит 116 м³/сут. Дополнительный прирост по нефти составит 21 т.н./сут., при увеличении частоты работы УЭЦН с 46 до 54 Гц.



— - Характеристика мощности

Рисунок 24 – Расчетная мощность насоса при частоте 54 Гц

Тем самым, из рассчитанных в программном комплексе POSRUMP характеристик насоса можно сделать вывод о выходе насоса с работы в «левом» диапазоне работы в оптимальную рабочую область насоса (РЧХ), а также увеличении КПД насоса на 8% за счет наращивания частоты с 46 Гц, до 54 Гц.

2.6 Расчет технологических показателей промыслового трубопровода

Расчет технологических показателей промыслового трубопровода был проведен в программном комплексе Aspen HYSYS.

В качестве основного варианта рассмотрен вариант охлаждения предварительно обезвоженной нефти с применением аппарата воздушного

охлаждения (далее АВО) и холодильной установки до проектных значений, а именно до 20°C.

Принцип работы АВО основан на естественном охлаждении рабочей среды атмосферным воздухом. Рабочая среда, передвигаясь под давлением внутри аппарата, охлаждается принудительно нагнетаемым потоком атмосферного воздуха. Нагретый воздух выводится из межтрубного пространства секций вытяжным вентилятором.

Данное техническое решение предполагает предварительный сброс воды установкой ТВО с загрузкой с кустовых площадок №2,14 с целью снижения загрузки промышленного трубопровода, а также нагрузки на установку охлаждения.

Для экономии энергии и уменьшения времени работы компрессоров холодильной машины в течение жизненного цикла системы холодоснабжения, можно усовершенствовать двухконтурную систему, внедрив функцию «свободного охлаждения». В зимний период охлаждение теплоносителя осуществляется при помощи драйкулера, используя наружный воздух, не прибегая к использованию холодильной машины.

В летний период драйкулер используется одновременно с основной холодильной машиной в контуре испарителя, а в зимнее время холодильная машина отключается, и работает только драйкулер для охлаждения теплоносителя в системе холодоснабжения.

Трехходовой клапан, изображенный на схеме, выполняет две функции: регулирование температуры теплоносителя в процессе работы в режиме «свободного охлаждения» и предотвращение замерзания теплообменника при запуске системы в зимний период.

Охлаждение частично обезвоженной нефти производится в 2 стадии:

1. Охлаждение с применением АВО (драйкулер) от температуры 45°C (зимний режим);
2. Охлаждение с применением холодильных машин с 45°C до 20°C (летний режим).

В зимний период охлаждение продукта до температуры 20°C предусматривается на 1-й стадии. Принципиальная схема представлена на рисунке 25.

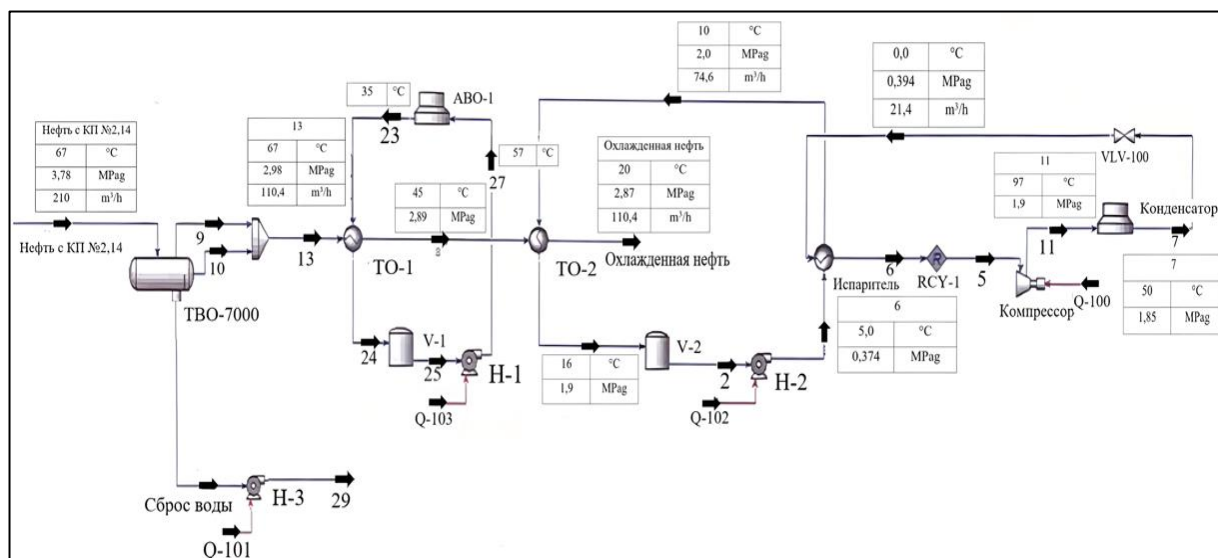


Рисунок 25 – Расчет в HYSYS схемы охлаждения нефти

Применение данной схемы обеспечивает:

- снижение необходимых располагаемых мощностей для охлаждения пластового флюида на первой и второй стадии охлаждения;
- применение теплообменных аппаратов с охлаждением пластового флюида промежуточным теплоносителем на первой стадии, снижает негативный фактор возможной кристаллизации парафиновых фракций в трубах аппарата воздушного охлаждения при прямом охлаждении пластового флюида холодным потоком воздуха в зимний период времени;
- применение предварительного охлаждения продукта на первой стадии до температуры 45°C позволяет использовать холодильную машину меньшей располагаемой мощности для второй стадии охлаждения, и нивелирует негативный фактор простоя избыточных мощностей для охлаждения продукта в зимний период.

Преимущество данного варианта: отсутствие зависимости от температуры наружного воздуха в течении года, оптимизированные капитальные и эксплуатационные затраты в сравнении с вариантом охлаждения всего объема добываемой продукции.

Расчет представленной схемы показывает, что принятая схема с организацией сброса пластовой воды имеет существенные преимущества и может рассматриваться как потенциальный вариант для решения вопроса по охлаждению перекачиваемого сырья через подводный переход реки Большая Х.

Тем самым, давление в промысловом трубопроводе уменьшится на 8 атмосфер с 3,72 на 2,98 МПа, что снизит риски эксплуатации нефтесборной системы трубопроводов, при оптимальном давлении в 2,5 МПа.

Температура снизится до 20°C за счет охлаждения продукции трубопровода. Что благоприятно повлияет на предотвращение таяния грунтов на подземном переходе трубопровода через реку Большая Х.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Для повышения эффективности эксплуатации промыслового трубопровода месторождения X, посредством оптимизации технологических показателей, предлагается комплекс следующих мероприятий:

1) Организация предварительного сброса подтоварной воды в систему поддержания пластового давления. Установка трубного водоотделителя, за счет отделения попутно добываемой воды с высокообводненного фонда скважин кустовых площадок №2,14, позволит снизить загрузку как нефтесборного коллектора, так и блочной кустовой насосной станции.

Объем сброса воды в систему ППД составит 2400 м³/сут., что полностью компенсирует необходимую закачку воды в нагнетательные скважины КП №2.

Тем самым, данное решение позволит снизить как коллекторное давление в промысловом трубопроводе на 8 атм., за счет снижения загрузки промыслового трубопровода, так и затраты на электричество для насосов, перекачивающих подтоварную воду с установки подготовки нефти в систему водоводов.

За счет снижения загрузки промыслового трубопровода, снизится скорость потока, а значит необходимо предусмотреть двойное увеличение подачи ингибитора коррозии, а также организовать подучу дезмульгатора перед ТВО.

Закачка ингибитора коррозии (Кормастер 1065), предполагается в объеме 3,3 т. в месяц на КП №2, так как на август 2022 года на КП №14 было израсходовано 3,3 т. ингибитора коррозии. Тем самым, за счет увеличения подачи ингибитора, удастся снизить коррозионную активность и продлить безаварийную эксплуатацию трубопровода на более долгий период.

Монтаж трубного водоотделителя с закачкой подтоварной воды в шурф, является менее затратным методом по сравнению с горизонтальной насосной установкой, помимо этого максимальная производительность установки ГНУ 2000-1600 составляет 2000 м³/сут., что целиком не компенсирует необходимую закачку воды в систему ППД на КП №2. И так как в планах компании с 2024 год планируется увеличение объема закачки воды, вариант с закачкой подтоварной воды в шурф на КП №2 является наиболее оптимальным вариантом, по сравнению с ГНУ.

Вариант монтажа УПСВ в капитальном исполнении по сравнению с монтажом трубного водоотделителя, не является целесообразным, так как установка обладает повышенной металлоемкостью, высокой стоимостью, длительным сроком проектирования, а также сложностью в дальнейшей модернизации при изменении свойств скважинного флюида по мере старения месторождения.

В связи с этим оптимальным методом снижения коллекторного давления в промышленном трубопроводе служит установка ТВО с закачкой подтоварной воды в шурф.

При снижении коллекторного давления появляется возможность раскрыть потенциал добывающего фонда скважин, сбор продукции которых осуществляется по данному трубопроводу. Подбрав скважины-кандидаты и произведя расчет рабочих параметров установки в программном комплексе ROSPUMP, удалось получить увеличение добычи нефти на 41,9 т.н./сут., за счет увеличения частоты работы установок электроцентробежных насосов.

2) Путевое охлаждение скважинной продукции. Данное решение позволит снизить риски, связанные с эксплуатацией промышленного трубопровода, который пролегает подземным способом через реку Большая Х.

Охлаждение скважинной продукции предлагает производить в зимнее время установкой АВО, а в летнее время подключать дополнительно холодильную машину с промежуточным хладоносителем и вторичным

теплообменным аппаратом, что позволит снизить температуру перекачки нефти с 65°C до 20°C, а значит снизить до проектных значений согласно [6].

Охлаждение нефти также может помочь предотвратить коррозию трубопровода. Высокие температуры могут породить коррозионные процессы в металлических трубах, что ускорит процесс их износа. Охлажденная нефть может значительно замедлить этот процесс.

Аппарат воздушного охлаждения может быть легко интегрирован в систему автоматического управления и контроля, что обеспечивает быстрое реагирование на любые отклонения в температуре продукта.

Холодильные машины, используемые в путевом охлаждении скважинной продукции, могут быть наполовину автоматизированными и требуют небольшого количества операторского вмешательства. Они могут быть установлены как на мобильные платформы, так и на стационарные объекты.

Охлаждение нефти в регионах с вечномерзлым грунтом может быть особенно важным, поскольку подобные условия пролегания промысловых трубопроводов под землей ведет к таянию вечномерзлых грунтов. Поэтому необходимо принимать меры для поддержания оптимальной температуры перед транспортировкой.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятий по установке трубного водоотделителя на месторождении X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 18.03.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности внедрения установки трубного водоотделителя на месторождении X с целью увеличения добычи нефти, благодаря снижению коллекторного давления.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при проведении мероприятий по внедрению трубного водоотделителя под действующую инфраструктуру месторождения, а также при увеличении частоты работы УЭЦН.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности использования трубного водоотделителя для организации сброса подтоварной воды.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности.
2. Потенциальные риски

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	14.03.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		14.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		14.03.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе обоснован комплекс необходимых мероприятий для монтажа трубного водоотделителя под инфраструктуру месторождения X с целью снижения загрузки нефтесборного коллектора и увеличения добычи нефти с действующего фонда скважин. В данной главе произведены расчеты экономической эффективности для двух вариантов монтажа ТВО: ТВО с закачкой подтоварной воды в шурф, ТВО в комплексе с ГНУ.

Стоимость производства ТВО на «Центральной базе производственного обслуживания» составит 17 448 тыс. руб., в которые входят: изготовление конструкции и монтаж оборудования с проведением гидравлических испытаний, а также доставка оборудования на объект заказчика.

Стоимость ГНУ 2000-1600 на заводе изготовителе в г. Альметьевск в компании ООО «Купер» составит 107 700 тыс. руб. за 2 установки. Так как одна установка пойдет в работу, вторая в резервное хранение.

Для реализации первого варианта, а именно установки ТВО с закачкой в шурф необходимо учесть следующие затраты:

- 1) Аренда УЭЦН: 600 тыс. руб. в месяц;
- 2) Производство перевода скважин под шурф бригадой КРС: 5 000 тыс. руб. за одну скважину;
- 3) Производство, ПИР, СМР, ШМР, ПНР для подготовки установки к бесперебойной работе: 46 745 тыс. руб.

Для реализации второго варианта по монтажу ТВО с ГНУ необходимо учесть следующие затраты:

- 2) Доставка ГНУ 10 770 тыс. руб. до точки монтажа установки.
- 3) Производство ПИР, СМР, ШМР, ПНР для подготовки установки к бесперебойной работе: 50 770 тыс. руб.

Суммарный прирост дополнительной добычи нефти, за счет увеличения частоты работы УЭЦН составит 41,9 т.н. в сутки. В месяц закладывается

уменьшение по добычи нефти на 1%. Нефть на месторождении X доводится до товарного состояния, в последующем формируется в нефть марки Urals.

Ставка дисконтирования равна 20%. Срок полезного использования оборудования составит 5 лет.

Для проведения расчета приведена стоимость добытой нефти (таблица 13) относительно количества добытой нефти.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета выручки при реализации дополнительной добычи нефти

Параметр	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029
Курс доллара	руб./\$	74,3	74,2	74	74	74
Netback* по нефти	\$/т.	2 683	2 683	2 683	2 683	2 683
Netback* по нефти	руб./т.	199 347	199 079	198 542	198 542	198 542
НДПИ на нефть	руб./т.	18 607	18 607	18 607	18 607	18 607

*Netback – рыночная цена нефти у конечного потребителя с учетом стоимости поставки.

К капитальным затратам относятся затраты на производство оборудования, которые включают в себя: изготовление оборудования, его доставку и установку.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений от балансовой стоимости

Наименование объектов основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./год.
		Всего		
Трубный водоотделитель	1	17 448	20	3 489,6
Горизонтальная насосная установка	2	118 470	20	20 694

Затраты на проведение мероприятий по установке трубного водоотделителя и горизонтальной насосной установки группируются по следующим статьям:

Проектно-изыскательные работы (ПИР);

Строительно-монтажные работы (СМР);

Шефмонтажные работы (ШМР);

Пуско-наладочные работы (ПНР).

Для установки ТВО с закачкой в шурф: СМР, ШМР, ПНР составят 41 745 тыс. руб.

Для установки ТВО с ГНУ: СМР, ШМР, ПНР, ГИ составят 50 770 тыс. руб.

Данные взяты от цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов месторождения Х.

Эксплуатационные затраты включают в себя расходы на создание проекта производства работ, технический осмотр оборудования. Также сюда входят затраты на электроэнергию, расход на персонал, затраты на обслуживания производственного оборудования. Эксплуатационные затраты включают в себя текущие затраты и налоги, которые включают в себестоимость. Расчет НДС осуществляется на основании Налогового кодекса РФ [33] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [34].

Затраты на обслуживание рассчитаны исходя из дополнительного количества подачи ингибитора коррозии в нефтесборный коллектор, а также подачи деэмульгатора. Увеличение подачи ингибитора коррозии в 2 раза необходимо по причине снижения скорости потока в нефтесборном коллекторе, за счет снижения загрузки трубопровода. Также приведен расчет средней стоимости потребления электроэнергии (таблица 15,16).

Таблица 15 – Эксплуатационные затраты на установку электроцентробежного насоса

Наименование	Единица измерения	Примечание	Количество	Стоимость на 1 ед.	Стоимость без НДС в месяц
Аренда УЭЦН:	тыс. руб./мес.	По данным отдела качества: 10 000 руб./день.	2	10	600
Обслуживание УЭЦН:	тыс. руб./мес.				893,9
Ингибитор коррозии	тыс. руб./мес.	Запуск на КП2 с расходом 3,3т./мес.	3,3	118,5	391,1
Деэмульгатор	тыс. руб./мес.	Запуск на вход ТВО с расходом 3т./мес.	3	167,6	502,9
КРС перевод под шурф, спуск УЭЦН/ПРС ремонт, 1раз в год	тыс. руб./мес.				5000
Затраты на электроэнергию	тыс. руб.	доп. э/энергия при выполнении мероприятий 1000 кВт/час. 2ПЭД по 450 кВт. 100 кВт мероприятия.	1		1987,2

Таблица 16 – Эксплуатационные затраты на горизонтальную насосную установку

Наименование	Единица измерения	Примечание	Количество	Стоимость на 1 ед.	Стоимость без НДС в месяц
Обслуживание:	тыс. руб./мес.				893,93
Ингибитор коррозии	тыс. руб./мес.	Запуск на КП2 с расходом 3,3т.н./мес.	3,3	118,5	391,05
Деэмульгатор	тыс. руб./мес.	Запуск на вход ТВО с расходом 3тн/мес.	3	167,63	502,89
Затраты на электроэнергию	тыс. руб.	Доп. э/энергия при выполнении мероприятий 630кВт/час.	630	1229,26	1251,94
Средняя стоимость потребления электроэнергии, руб./кВт.	руб./кВт			2,71	2,76

Для обслуживания ТВО необходимо 5 человек. Расходы на персонал, обслуживающий установку ГНУ посчитан следующим образом (таблица 17).

Таблица 17 – Расходы на персонал

		2023	2024	2025	2026	2027	2028
Итог, тыс. руб.	Единица измерения	9939,6	9939,6	9939,6	9939,6	9939,6	9939,6
Количество рабочего персонала	чел.	5	5	5	5	5	5
Оплата труда и прочие расходы по содержанию персонала	тыс. руб.	8537,2	8537,2	8537,2	8537,2	8537,2	8537,2
Страховые взносы	тыс. руб.	80,99	80,99	80,99	80,99	80,99	80,99
Услуги транспорта, в том числе доставка персонала	тыс. руб.	1178,5	1178,5	1178,5	1178,5	1178,5	1178,5
Услуги по социальному обслуживанию, спец одежда	тыс. руб.	142,85	142,85	142,85	142,85	142,85	142,85

Операционные расходы представлены в таблице 18. В них необходимо учитывать: аренду установок электроцентробежных насосов, обслуживание установок, перевод скважин под шурфовую закачку.

Таблица 18 – Операционные расходы

Параметр	Единица измерения	2026	2027	2028	2029
ТВО+шурф					
Аренда УЭЦН	тыс. руб.	7 200	7 200	7 200	7 200
Обслуживание УЭЦН	тыс. руб.	10 727	10 727	10 727	10 727
КРС перевод под шурф, спуск УЭЦЦ, ПРС ремонт 1 раз в год.	тыс. руб.	5 000	2 500	2 500	2 500
Затраты на электроэнергию	тыс. руб.	23 846	23 846	23 846	23 846
ТВО+ГНУ					
Затраты на электроэнергию	тыс. руб.	15 023	15 023	15 023	15 023
Расходы на персонал	тыс. руб.	9 940	9 940	9 940	9 940
Затраты на обслуживание	тыс. руб.	10 727	10 727	10 727	10 727

Исходя из полученных значений, произведены расчеты по операционным расходам, которые составят в абсолютном выражении 148,8 млн. руб. для ТВО с ГНУ и 179,6 млн. руб. для ТВО с шурф.

Расчет денежного потока от реализации дополнительной добытой нефти в количестве 41,9 т.н./сут. будет проводиться с учетом падения добычи нефти на 1% каждый месяц (таблица 19). Прирост добычи за счет мероприятий по увеличению добычи нефти, за счет наращивания частоты работы УЭЦН, рассчитан в предыдущей главе и равняется 1,26 тыс. т.н./мес.

Таблица 19 – Данные для расчета прибыли от реализации нефти

Наименование	Единица измерения		Значение на 01.2023
Дополнительная добыча нефти	т.н./сут.	Ежемесячно значение падает на 1%	41,9
Прирост нефти за счет мероприятий	тыс. т.н./мес.		1,26
Прирост жидкости за счет мероприятий	м ³ /сут.		1150
Доб. Жидкость	тыс. м3/мес.		34,5
Удельные затраты на добычу 1 т. нефти	руб./т.		89,13
Удельные затраты на добычу 1 т. жидкости	руб./т.		18,77

Далее приведен расчет экономической эффективности для предлагаемых вариантов (таблица 21, 23).

Денежный поток от реализации нефти рассчитывается по формуле:

Денежный поток от реализации нефти = «потери по добычи нефти» * («курс доллара» * «Netback по нефти» - «НДПИ на нефть» - «удельные затраты на добычу нефти») - «потери добычи жидкости» * «удельные затраты на добычу жидкости».

Таблица 20 – Расчет основных расходов на установку трубного водоотделителя с горизонтальной насосной установкой

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Эксплуатационные затраты	10 120
2. Итого расходы на персонал	4 970
3. Амортизационные отчисления (ТВО, ГНУ)	20 694
4. Прочие расходы	1 406
Итого основные расходы	37 190

Таблица 21 – Расчет экономической эффективности трубного водоотделителя с горизонтальной насосной установкой

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029
Денежный поток от реализации нефти	тыс. руб.	0	183 327	163 326	143 887	126 656
Капитальные вложения	тыс. руб.	140 918	50 770	0	0	0
Основные операционные расходы	тыс. руб.	0	37 190	37 190	37 190	37 190
Налог на имущество	тыс. руб.	2 455	1 904	1 354	803	252
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	23 841	19 951	16 173	12 837
Чистый денежный поток	тыс. руб.	-143 373	69 622	104 832	89 721	76 377
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-141 913	49 951	66 697	47 553	33 718
Внутренняя норма доходности	%	46				
Срок окупаемости обычный	лет.	1,67				
Срок окупаемости дисконтированный	лет.	1,74				
Индекс доходности капитальных вложений	д. ед.	1,29				

Таблица 22 – Расчет основных расходов на установку трубного водоотделителя с закачкой в шурф

Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1. Эксплуатационные затраты	22 920
2. Оплата работы соисполнителям	11 510
3. Амортизационные отчисления ТВО + шурф	3 489,6
4. Прочие расходы	6 354,4
Итого основные расходы	44 274

Таблица 23 – Расчет экономической эффективности ТВО с закачкой в шурф

Показатель	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029
Денежный поток от реализации нефти	тыс. руб.	0	183 327	163 326	143 887	126 656
Капитальные вложения	тыс. руб.	22 448	41 745	0	0	0
Основные операционные расходы	тыс. руб.	0	44 274	44 274	44 274	44 274
Налог на имущество	тыс. руб.	342	266	189	112	35
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	26560	23 075	19 202	15 772
Чистый денежный поток	тыс. руб.	-22 791	67 983	95 789	80 299	66 576
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-22 566	49 028	60 865	42 509	29 361
Внутренняя норма доходности	%	322				
Срок окупаемости обычный	лет.	1,25				
Срок окупаемости дисконтированный	лет.	1,32				
Индекс доходности капитальных вложений	д. ед.	2,48				

Проведенные расчеты по экономической эффективности показывают положительный денежный поток уже на второй год после эксплуатации установок за счет реализации дополнительной добычи нефти и тем самым подтверждают эффективность предложенных вариантов.

Сравнение ряда экономических параметров для обоих вариантов эксплуатации представлены в таблице 24. Рисунок 26 иллюстрирует чистую прибыль обоих вариантов.

Таблица 24 – Сравнение показателей экономической эффективности проектов

Параметр	Единица измерения	ТВО + ГНУ	ТВО + шурф
Денежный поток от реализации нефти	тыс. руб.	617 196	617 196
Налоги	тыс. руб.	79 569	85 552
Чистый денежный поток	тыс. руб.	197 178	287 856
Дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	56 006	159 197

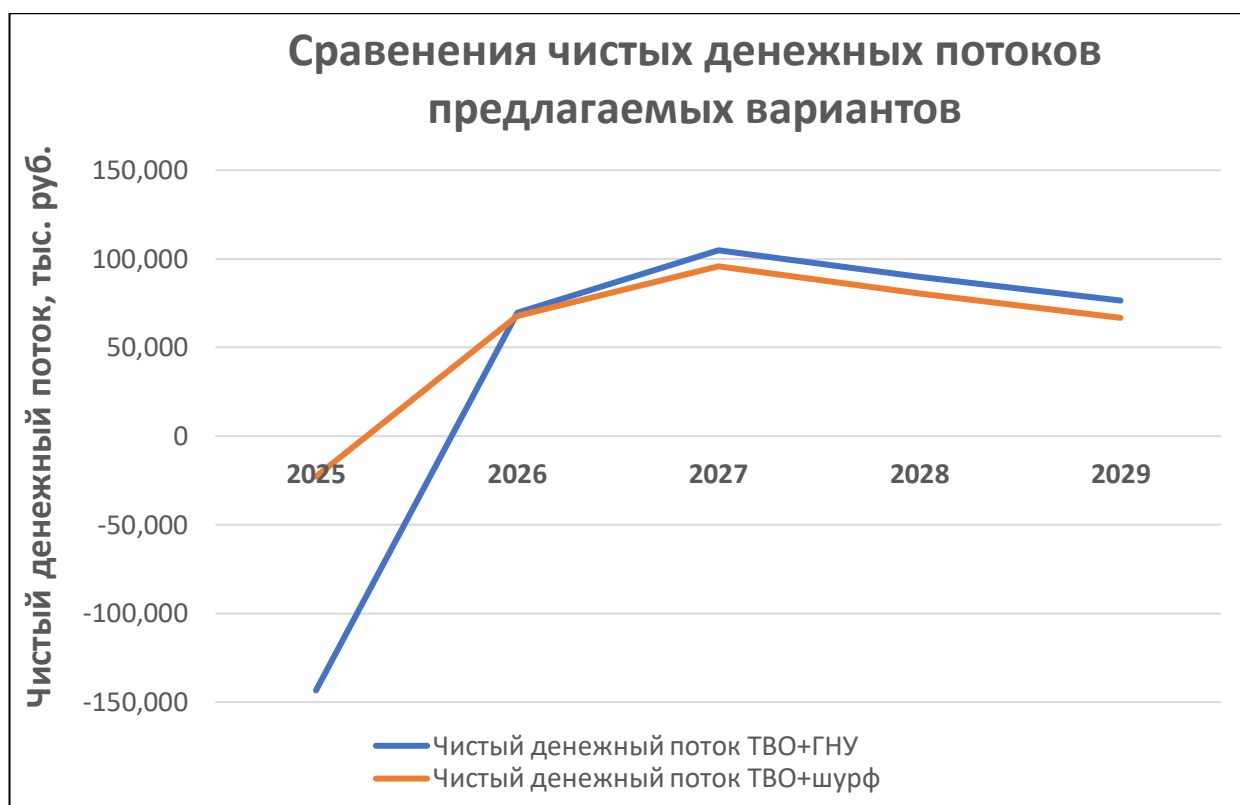


Рисунок 26 – График чистой прибыли предлагаемых вариантов

Исходя из рисунка, следует сделать вывод о том, что с точки зрения экономической эффективности наиболее прибыльным вариантом считается монтаж ТВО с закачкой подтоварной воды в шурф.

Вывод по разделу

В данном разделе была оценена экономическая эффективность по организации сброса воды на месторождении Х. Согласно расчетам, применение установки ТВО с закачкой в шурф выгоднее, чем использование ТВО с ГНУ, а его эффективность подтверждается сроком окупаемости в 1,25 года с начала полезного использования.

В случае ТВО с ГНУ, окупаемость составит 1,67 лет.

Совокупный дисконтированный денежный поток ТВО с ГНУ 61 млн. руб., ТВО с шурфовой закачкой воды 160 млн. руб. за 5 лет эксплуатации с учетом ставки дисконтирования в 20%.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	<i>Объект исследования:</i> технологические показатели промыслового трубопровода месторождения Х <i>Область применения:</i> нефтяные месторождения <i>Рабочая зона:</i> полевые условия – кустовая площадка <i>Размеры кустовой площадки</i> – 150*60 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> добывающие и нагнетательные скважины, трубный водоотделитель, глубинная насосная установка, пункт контроля и управления. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> ведение технологического процесса добычи нефти, обслуживание промысловых коммуникаций и оборудования
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации</u>: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 19.12.2022); ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования; Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
2. Производственная безопасность <u>при эксплуатации</u>: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов. Вредные производственные факторы: – Шум и вибрация;

– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора	– Запыленность и загазованность рабочей зоны; – Освещение рабочей зоны. Опасные факторы: – Аппараты и сосуды под давлением; – Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования. Подвижные части производственного оборудования. Средства коллективной и индивидуальной защиты: Каска, спецодежда, спецобувь, защитные очки, перчатки, противогаз, оградительные устройства, заземление, предупредительные таблички. Расчет: расчет воздухообмена в пункте контроля и управления
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	Воздействие на селитебную зону: загазованность территории в следствии разгерметизации узлов трубопровода. Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтью, при проведении технических или технологических мероприятий, протечки трубопроводов. Воздействие на гидросферу: разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью, аварийные утечки из нефтепроводов и водопроводов. Воздействие на атмосферу: выделение в атмосферу вредных веществ (углеводорода, метана, оксида углерода, диоксида серы)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	Возможные ЧС: нарушение целостности установок и коммуникаций, разрушение корпусов запорных устройств, разгерметизация фланцевых соединений, разрыв сварного шва, прокладки. Наиболее типичная ЧС: разгерметизация узла трубопровода

Дата выдачи задания к разделу в соответствии в календарным учебным графиком	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		14.03.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		14.03.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В соответствии с выбранной темой выпускной квалификационной работы, а именно «Оптимизацией технологических параметров промышленного трубопровода месторождения X», исследование с точки зрения социальной ответственности будет проводиться по тематике, связанной с эксплуатацией опасных производственных объектов.

Следует произвести анализ вопросов социальной направленности и негативных воздействий на человека и окружающую среду в процессе проведения технологических операций оператором. Анализ социальной ответственности будет сосредоточен на выявлении причин возникновения опасных и вредных факторов, борьбе с их проявлением, решениями по подбору оптимальных средств защиты при проведении работ повышенной опасности.

Сущность работ на месторождении заключается в выполнении следующих технологических операций: операции, направленные на регулирование режимов работы скважин, контроль технологических показателей добычи и расходов жидкости, обслуживанию, монтажу и демонтажу технологического оборудования, проведение работ повышенной опасности.

Работы на кустовых площадках на открытом воздухе, производятся круглогодично, относятся к числу опасных и вредных для здоровья трудящихся, а значит должны предусматривать льготы и различные компенсации за ущерб здоровью. К этому относятся такие вещи как: режим рабочего времени трудящегося, нормирование труда, особенности страхового и пенсионного страхования, данные вопросы должны рассматриваться в первую очередь, так как являются наиболее важными.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Чтобы ответить на вопросы обеспечения безопасности оператора, первоначально стоит обратиться к основному трудовому законодательству, а именно трудовому кодексу, цель которого заключается в установлении государственных гарантий трудовых прав и свобод граждан, создания благоприятных условий труда, защиты прав и интересов работников и работодателей.

Работы по оптимизации технологических показателей в основном проводятся на промысле, а значит, регулируются статьями 297-302, главы №47, Трудового кодекса РФ [32], а именно «Особенностями регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. В статьях описывается допустимое количество рабочего времени на вахте и ее срок, режимы труда и отдыха, компенсации в виде надбавок. Работа в районах крайнего севера, регулируется главой №50 трудового кодекса РФ, статьями 313-327. Статьи описывают дополнительную надбавку к оплате труда в виде коэффициента к заработной плате, гарантии медицинского обеспечения и прочее.

Производить контроль работы оборудования необходимо безостановочно, поэтому работы организуются в 2 смены по 12 часов. Рабочая смена оператора не должна превышать более 12 часов.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Так как технологические операции проводятся стоя, они должны регулироваться правовым документом, а именно ГОСТ 12.2.033-78 [33]. В ГОСТ прописывают высоту рабочей поверхности при организации рабочего места для различных категорий работ.

Для эффективного выполнения обязанностей и комфортных условий работы персонала при выполнении рабочих процессов, базовым стандартом регулирования эргономики подхода служит ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [34].

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- Выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней [32].

5.2 Производственная безопасность

Рабочий, при выполнении определенных процессов на промысле, находится в области влияния вредных и опасных факторов. Факторы должны быть выявлены и устранены, либо же уменьшены благодаря средствам защиты. Рабочая зона работника должна быть утроена так, чтобы влияние вредных и опасных факторов было сведено к минимуму.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» опасные и вредные факторы представлены в виде таблицы для характерных условий труда [35].

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разраб отка	Изготовле ние	Эксплуат ация	
1) Шум и вибрации;	–	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [36].
2) Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;	–	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [37]. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [38].
3) Освещение рабочей зоны;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение (ред. от 28.01.2021) [42].
4) Аппараты и сосуды под давлением.	–	+	+	ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [41].
5) Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования.	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [40]. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [39].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Шум и вибрация

При оптимизации технологических показателей промыслового трубопровода проводятся различные работы повышенной опасности. Значительное количество транспортных средств и агрегатов участвуют в этих процессах. Работа двигателей машин, насосного оборудования также является источником шума и вибрации.

Повышенные значений шума и вибрации влияют на функциональное состояние человека, возможно образование профессионального заболевания – глухоты. При длительном воздействии шума на человека появляется эмоциональная нестабильность, происходит ухудшение функционирования сердечно-сосудистой системы. Шум может вызывать стрессовую ситуацию

для организма человека, что, в конечном счете, приведет к бессоннице, нервозности или сонливости.

Исходя из ГОСТ 12.01.003-83 [43], показатель уровня шума при проведении работ не должен превышать 80 дБ.

Таблица 26 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочего места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц.									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБ)
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах на территории предприятия	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
	107	95	87	82	78	75	73	71	89	80

Если говорить о вибрации, то ГОСТ 24346-80 [44], регламентирует данный показатель не более 92 дБ.

Для борьбы с данными вредными факторами применяются комплексные целевые программы, включающие в себя снижение шума в самом источнике и на путях распространения, также ведется планировка производственных объектов и технологических установок, производится обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, такими как антифоны (противошумы), наушники. Также необходимо проводить планирование времени работы и отдыха рабочих.

Для борьбы с вибрацией необходимо производить профилактический осмотр и ремонт технического оборудования, подтягивание ослабевших соединений, смазывание вращающихся деталей.

2. Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Данный фактор проявляется в связи с работой большого количества техники на месторождении. Нефтепромысловый транспорт в условиях работы в песочной среде, на кустовых площадках, поднимает в воздух большое количество мелких песчаных частиц, пыли. В дополнении к этому при работе двигателей выделяется большое количество газов.

Существует система стандартов безопасности, регулирующая содержание вредных веществ в воздухе. Предельно допустимые концентрации веществ исходя из ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [47] представлены ниже.

Таблица 27 – Предельно допустимые концентрации веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Необходимо повсеместно производить контроль воздушной среды с помощью газоанализаторов, таких как СГГ (сигнализатор горючих газов), применяемый для определения до взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей. Помимо этого, требуется проверять герметизацию нефтегазопромыслового оборудования, применять средства защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или же марлевых повязок.

3. Освещение рабочей зоны.

Оператор, повсеместно перемещается между обслуживаемыми коммуникациями, совершает многократные подъемы на площадки обслуживания, выполняет стандартные операционные процедуры, как в дневное, так и в ночное время работы. Встает вопрос о необходимости непрерывного освещения, которое осуществляется посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещения и безопасных условий трудовой деятельности, устанавливаются нормы освещенности нефтегазовых объектов. Типы прожекторов, наиболее часто применяемых, представлены в таблице ниже.

Таблица 28 – рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС – 45	Г220 – 1000	130
	ДРЛ – 700	30
ПЗС - 35	Г220 – 500	50

4. Аппараты и сосуды под давлением.

Высокой уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах может привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения подобных ситуаций на промысле применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, непосредственно отвечающую за контроль давления. Также необходимо в плановом порядке проводить инструктажи по технике безопасности и следить за ее выполнением.

5. Опасности при монтаже (демонтаже) производственного оборудования. Подвижные части производственного оборудования.

В процессе обвязки устья скважины или же монтажа (демонтажа) различных видов мономеров, фланцев и других технических приспособлений требуется применять противовыбросовое оборудование, обратные клапаны с целью регулирования повышения давления.

Работы по ремонту и замене оборудования, должны осуществляться по наряду-допуску с исправными средствами индивидуальной защиты.

При монтаже и демонтаже оборудования должны применяться меры против самопроизвольного вращения механизмов или пуска их в действие. На пусковых устройствах должны вывешиваться знаки безопасности: «НЕ ВЛЮЧАТЬ! РАБОТАЮТ ЛЮДИ!». При работе на высоте более 1,5 метров и выше рабочие должны применять каски, без которых они не допускаются к работе.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочего на промысле, его оснащают спецодеждой и спецобувью. Спецодежда и спецобувь должны обладать термозащитными свойствами и воздухопроницаемостью.

В соответствии с постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 26 декабря 1997 г. №67, оператору по добыче нефти и газа положено следующее:

Таблица 29 – список средств индивидуальной защиты оператора добычи нефти и газа

№	Наименование спец. одежды, спец. обуви	Срок носки (месяцы)
1	Костюм мужской летний для защиты от нефти, нефтепродуктов и кровососущих насекомых	12
2	Костюм х/б или костюм противоэнцефалитный	12
3	Плащ мужской для защиты от воды	36
4	Костюм зимний	12
5	Перчатки с полимерным покрытием	2
6	Сапоги юфтевые с кирзовыми голенищами на маслонефтестойкой резиновой подошве	12
7	Сапоги резиновые с жестким подноском	12
8	Костюм мужской для защиты от пониженных температур	12
9	Рукавицы нефтеморозостойкие	1
10	Сапоги кожаные с жестким подноском	12
11	Маска для защиты лица от пониженных температур	до износа
12	Полушубок	48
13	Шапка-ушанка	12
14	Меховые рукавицы	12
15	Рукавицы ватные	1
16	Обувь валяная	12
17	Каска защитная	24
18	Наушники против шумные	до износа
19	Подшлемник под каску	12
20	Очки защитные	до износа
21	Белье нательное	6

Оборудования кустовых площадок должно быть заземлено. Также применяют автоматические предохранители, изоляционные материалы, указатели напряжения тока. Для борьбы с вибрацией использую звукопоглощающие материалы, глушители, смазывают подвижные узлы механизмов.

5.2.3 Расчет системы воздухообмена в пункте контроля и управления

Произведем расчет системы воздухообмена в помещении контроля и управления трубного водоотделителя. Размеры помещения 6/4/2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле 32:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H} \quad (12)$$

где: L – потребный воздухообмен, $\text{м}^3/\text{ч}$;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, $\text{г}/\text{ч}$;

X_B – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, $\text{мг}/\text{м}^3$;

X_H – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, $\text{мг}/\text{м}^3$ [49].

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле 33:

$$N = \frac{L}{V} \quad (13)$$

где: N – кратность воздухообмена, ч^{-1} ;

V – внутренний объем помещения, м^3 .

Согласно СП 2.2.3670-20 [45], кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³.

Количество CO_2 , выделяемое работниками, определяется по формуле 34:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2} \quad (14)$$

где: $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт; g_{CO_2} – количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO_2 , выделяемое 1 работником:

$$G = 1 \cdot 35 = 35, \text{ г/ч.} \quad (15)$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 35}{9000 - 650} = 4,19 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \quad (16)$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{4,19}{6 \cdot 4 \cdot 2,5} = \frac{0,07 \text{м}^3}{\text{ч}} \quad (17)$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии станции управления скважиной, которая будет обеспечивать воздухообмен 4,19 м³/ч.

Кратность воздухообмена при этом составит 0,07 ч⁻¹.

5.3 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Перечень основных загрязняющих атмосферу веществ и их предельно допустимая концентрация представлены в таблице 31 (приложение Г).

С целью максимального сокращения объема выбросов вредных веществ в атмосферу предпринимают следующие мероприятия: при проведении различных спуско-подъемных операций используют противовыбросовое оборудование; проводят полную герметизацию оборудования с установкой предохранительных клапанов; в случаях аварийной ситуации производят откачку нефти в дренажную емкость; предварительно производят апробацию оборудования и трубопроводы на прочность и герметичность.

Защита гидросферы

Основными причинами загрязнения поверхностных и подземных вод являются: разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью с высоким содержанием минеральных солей; аварийные утечки из водопроводов и нефтепроводов, из-за которых происходит поступление загрязняющих веществ.

При нагнетании воды в пласт, её качество определяется ОСТ 39-225-88 [47].

С целью охраны подземных вод от загрязнения и истощения в процессе эксплуатации месторождения следует производить следующий комплекс мероприятий: производить учёт всех фактических источников загрязнения в районе месторождения и прилегающей к нему территории, и их последующей ликвидации;

Организовывать отвод поверхностных дождевых (талых) вод путём строительства площадок с системой канализации (ёмкости для сбора дождевых (талых) вод с площадок эксплуатационных скважин);

Устанавливать устройства защитной гидроизоляции подземных емкостей.

С целью защиты подземных горизонтов от загрязнения при эксплуатации месторождения рекомендуется предусмотреть: наблюдательные контрольные скважины и производить контроль качества подземных вод в течение всего периода эксплуатации месторождения. Контроль включает

гидрогеологическое изучение разреза до источников пресных вод и определение границ их распространения.

Защита литосферы

В процессе проведения различных технических и технологических процессов на кустовых площадках негативное воздействие на почву оказывают в основном проливы нефти и нефтепродуктов, которые образуются при авариях, разгерметизация устьевого оборудования, протечки трубопроводов.

Допустимая норма загрязнения почвы нефтепродуктами регулируется в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-2020 [48], где «допустимая» категория загрязнения от 1 до 2 ПДК (300-600 мг/кг).

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды рекомендуется автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его прорыва. В случае аварийной ситуации для локализации разливов устанавливают барьеры из земли с устройствами защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью. Локализацию больших объемов разлитой нефти проводят с помощью траншей. По периметру куста предусматривается обвалование, для сбора возможных утечек сальников фонтанной арматуры, со сбросом в дренажную емкость с дальнейшей закачкой в систему сбора.

Ликвидация источников разлива нефти происходит следующим образом: производится оценка объема разлитой нефти и оценка способов ликвидации разлива, после разлив локализуется для предотвращения его дальнейшего распространения, нефть собирается и вывозится на ближайший пункт утилизации.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее часто встречающимися чрезвычайными ситуациями служат: нарушение герметичности и разрушение корпусов элементов; разрывы

трубопроводов, фланцевых соединений, отрыв штуцера, разрыв сварного шва, прокладки. В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем.

Наиболее распространенная чрезвычайная ситуация – это отказ нефтесборного трубопровода. В результате чего происходит выброс газа и разлив нефти в окружающую среду.

Оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварии:

1. Сообщить об аварии Диспетчеру, после чего оповестить всех работников, производящих профилактические или ремонтные работы в опасной зоне о возникновении аварии. Остановить все работы, в том числе сервисных предприятий, в опасной зоне.

2. Определить пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии. Вывести всех людей и технику (заглушить двигатель, если нет возможности выезда с опасной зоны), не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны, используя безопасные пути для эвакуации.

3. Оказать первую помощь пострадавшим (если таковые имеются), до приезда скорой медицинской помощи. При необходимости организовать отправку пострадавших в медицинское учреждение.

4. Подготовить первичные средства пожаротушения, огнетушители к возможному тушению пожара в случае возгорания.

5. Организовать сбор и доставку к месту аварии ремонтного звена и техники, аварийного инструмента, материалов, предупреждающих аншлагов, ленты для ограждения, средств индивидуальной защиты, пожаротушения, аптечки, переносного газоанализатора (газосигнализатора).

6. Выставить аншлаги «Проезд запрещен» перед кустовой площадкой. Оградить опасную зону лентой. Не допускать посторонних лиц, не связанных с ликвидацией аварии в опасную зону с согласованием с Руководителем работ.

7. Определить участок трубопровода, где произошел отказ (между какими скважинами). Отключить и закрыть скважины, находящиеся до участка трубопровода, где произошел отказ. Прекратить подачу реагента в трубопроводы остановленных скважин, закрыв секущие задвижки на трубопроводе закачки ингибитора. Отсечь аварийный участок трубопровода секущими задвижками. Снизить давление в трубопроводе в дренажную емкость до атмосферного.

8. Подготовить место к проведению газоопасных работ. Установить заглушки перед секущими задвижками со стороны поврежденного участка. Локализовать место выхода нефтепродукта и перекрыть пути его попадания за территорию кустовой площадки, в водоемы, ручьи, реки (сделать обвалование).

9. Ликвидировать замазученность, подготовить место аварии к возможному проведению огневых работ. Осуществить отбор проб и выполнить анализ содержания углеводорода в воздухе рабочей зоны. Осуществлять периодический контроль содержания углеводорода в воздухе.

10. Ликвидировать порыв, заменив поврежденный участок трубопровода. Снять заглушки, открыть секущие задвижки. Провести опрессовку трубопровода на полуторакратное давление от рабочего. Убедится в герметичности трубопровода. Запустить скважины в работу [17].

Вывод по разделу

Практическая значимость раздела социальной части состоит в рассмотрении вопросов связанных с правовыми и организационными моментами обеспечения безопасности при выполнении работ на кустовых площадках, анализу опасных и вредных факторов влияющих на рабочего при выполнении стандартных операционных процедур, таких как регулирование работы скважины, замена оборудования и т.п. Описаны возможные источники возникновения данных факторов вместе с мерами по снижению их воздействия на рабочего и окружающую среду. Мероприятия осуществляются посредством применения СИЗ для рабочего и дополнительных сооружений

для защиты окружающей среды. Вместе с этим были рассмотрены предполагаемые источники загрязнения окружающей среды с дальнейшими решениями по обеспечению экологической безопасности атмосферы, гидросферы и литосферы.

В дальнейшем была рассмотрена наиболее часто встречающаяся ситуация на промысле – это отказ нефтесборного трубопровода. В результате чего происходит выброс газа и разлив нефти в окружающую среду. Указан источник возникновения и меры по предотвращению и ликвидации последствий аварии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе магистра проведен анализ технологических показателей промыслового трубопровода, влияющих на добычу и транспортировку скважинной продукции кустовых площадок №2,14 месторождения Х.

Предложены технические мероприятия по снижению коллекторного давления предположительно на 8 атм., путем предварительного сброса подтоварной воды. Организация предварительного сброса воды, посредством направления подтоварной воды в систему поддержания пластового давления кустовой площадки №2, позволит снизить загрузку промыслового трубопровода на 2400 м³/сут., а также снизит загрузку на блочную кустовую насосную станцию.

Благодаря снижению коллекторного давления, появляется возможность получить дополнительный прирост добычи нефти с эксплуатационного фонда скважин кустовых площадок №2, 14, за счет наращивания частоты работы установок электроцентробежных насосов на 41,9 т.н./сут.

Превышение температуры на подводном переходе реки Большая Х., решается путем охлаждения частично обезвоженной нефти, прошедшей стадию предварительного отделения воды, холодильными установками в комплексе с аппаратом воздушного охлаждения. Посредством чего, нефть охлаждается до проектных +20°С, что не влечет к растеплению грунтов, и способствует продлению безаварийной работы промыслового трубопровода.

Экономический эффект от проведения мероприятий по организации предварительного сброса воды, рассчитывается за счет реализации дополнительной добычи нефти. Окупаемость технологии составит 1,7 лет. Экономическая эффективность на период в 5 лет по чистому дисконтированному доходу составит: для ТВО с закачкой в шурф: 159 992 тыс. руб.; ТВО с ГНУ: 60 995 тыс. руб.

В данной работе был произведен анализ влияния вредных и опасных производственных факторов на работника, возникающих при проведении работ повышенной опасности. Рассмотрены мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварии при разгерметизации узлов промышленного трубопровода.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Селиванов Н. А. «Организация предварительного сброса воды на кустовых площадках № 2,14 месторождения Х, посредством внедрения трубного водоотделителя» 13-я региональная научно-техническая конференция молодых специалистов ООО «РН-Ванкор» в секции «Техника и технология добычи нефти и газа».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самойлов, Л.Г. Оценка надежности и прочности трубопроводов под действием циклических нагрузок / Л.Г. Самойлов. – Журнал «Нефтегазовое дело». – 2016.
2. Шевчук, В.Н. Мониторинг и диагностика нефтепроводов и газопроводов / В.Н. Шевчук. – Издательство «Нефть и газ». – 2014.
3. Михайловский, Р.В. Расчеты параметров течения жидкостей и газов в трубопроводах / Р.В. Михайловский. – Издательство «Машиностроение». – 2018.
4. Быков, П.А. Экспериментальное исследование потоков жидкости и газа в трубопроводах / П.А. Быков. – Журнал «Нефтегазовое дело». – 2017.
5. Федотов, Д.Ю. Анализ причин возникновения аварий на нефтепроводах / Д.Ю. Федоров. – Журнал «Газовая промышленность». – 2015.
6. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. Пособие для вузов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2004. – 662 с.
7. Баясан, Р. М. Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне / Р. М. Баясан, С. И. Голубин // Инженерные изыскания. – 2012. – № 7.
8. Лисин, Ю. В. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пур–Пе» / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. В. Павлов, А. В. Коргин, В. И. Суриков // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С
9. Идрисова, Я.Р., Гумеров А.К., Идрисов Р.Х. Методические основы определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов

на участках многолетнемерзлых грунтов. - М.: Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, №12, 2010.

10. Бородавкин, П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве : учебник для вузов / П. П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1986.

11. Бородавкин, П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование в строительстве / П. П. Бородавкин. – М. : Недра, 1982.

12. Бородавкин, П. П. Сооружение магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, В. Л. Березин. – М. : Недра, 1977.

13. СП 34 – 116 – 97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. – М.: ВНИСТ, 1997 – 285 с.

14. Технологический регламент месторождения X, 2015.- 430 с.

15. Баймухаметов, Д.С., Мошков В.К., Бакаев А.А. и др. Подготовка продукции скважин к отделению воды в системах нефтесбора // Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки / Сб. науч. тр. БашНИПИнефть. Вып. 112. Уфа. 2003. – С. 177-182.

16. Паспорт Трубного водоотделителя. Регистрационный номер: 07 16-ПС.

17. ПЛПА-1640 ЮЛ-403. План локализации и ликвидации последствий аварии АО «Месторождение X». Фонд скважин X лицензионного участка. Версия 2.00

18. СП 284.1325800.2016. Свод правил. Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ.

19. Приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

20. СП 20.13330.2016. «Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85»

21. ГОСТ Р 59411-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Трубопроводы промышленные из стеклопластиковых труб. Правила проектирования и эксплуатации

22. ГОСТ 15150-69. Межгосударственный стандарт. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. (ред. от 27.11.2012)

23. Технологическая инструкция Компании «Технические условия на ведение монтажных работ и условия безопасности при текущем, капитальном ремонте и освоении скважин после бурения № П2-05.01 ТИ-0001 версия 2.00, утвержденная приказом ОАО «НК «Роснефть» от 03.03.2010 № 85.

24. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 № 451 «Об утверждении правил учета нефти».

25. Положение Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» № П1-01.05 Р-0339 версия 1.00, утвержденное приказом ПАО «НК «Роснефть» от 16.02.2017 № 73

26. Свод правил 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах: СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция / Минрегион России. – Введ. 01.01.2013. – М., 2012.

27. ОСТ 39-133-81 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промышленной сточной воде».

28. ГОСТ 32388-2013. Межгосударственный стандарт. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия.

29. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.

30. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/> .

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022).

32. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

33. ГОСТР ИСО 6385-2007. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

34. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

35. ГОСТ 12.1.003-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

36. ГОСТ 12.1.005-88 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

37. ГОСТ 12.4.011-89. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рабочих. Общее требования и классификация.

38. ГОСТ 12.2.062-81. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

39. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

40. ГОСТ Р 52630-2012. Национальный стандарт Российской Федерации. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.

41. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

42. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

43. ГОСТ 24346-80 Межгосударственный стандарт. Вибрация. Термины и определения.

44. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.

45. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (ред. От 04.11.2022)

46. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.

47. ГОСТ 17.4.3.06-2020. Межгосударственный стандарт. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.

48. ГОСТ 17.4.3.06-2020. Межгосударственный стандарт. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.

49. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Раздел 1

OPTIMIZATION OF PROCESS PARAMETERS OF AN OILFIELD PIPELINE

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ14	Селиванов Никита Алексеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР, ОНД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант-лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Introduction

The development of hydrocarbon fields approaching the third stage of development undergoes a number of technical changes due to emerging problems with downhole production and pipeline systems operation. As production conditions change during development, new equipment is introduced to help optimize oil production and recovery in the field.

For field X, one of the urgent problems is the high pressure of the field pipeline, which is close to the maximum working pressure, and is 39 atmospheres. This can lead to depressurization of the pipeline units, and hence the decommissioning of the pipeline with concomitant environmental pollution.

Due to the high reservoir pressure, there is a problem of increasing production from the operating well stock, the production of which is collected through this pipeline. The potential of wells is not fully disclosed, since the installations of electric centrifugal pumps, for the most part, operate in the left zone. If, however, measures are taken to increase oil production from the operating well stock, the volume of extracted raw materials will increase. The loading of the pipeline and the collector pressure will increase, which is unacceptable. [1]

In addition, the field oil pipeline runs through the underwater crossing of the river Bolshaya X. by an underground method, where the thermal interaction of the pipeline with permafrost soils inevitably occurs, which can lead to soil thawing and pipeline deformation.

The question arises in the search for rational measures to optimize the technological parameters of the pipeline in order to ensure trouble-free operation of the pipeline in the existing conditions.

In this regard, the work will consider the introduction of a pipe water separator with subsequent cooling of well production, which will optimize the technological performance of the pipeline.

The purpose of the work is to increase the efficiency of the field pipeline operation.

To achieve this goal, it is necessary to perform the following tasks:

1. Study the regulatory documents for the operation of the field pipeline.
2. Analyze methods for improving the technological performance of the pipeline using existing technologies.
3. Justify the use of a pipe water separator for the existing infrastructure of the field.
4. Select measures for cooling downhole products in the field pipeline passing through the underground crossing of the river Bolshaya X.

Analysis of the field development process

Administratively, the X field is located in the Taimyr (Dolgano-Nenets) municipal district of the Krasnoyarsk Territory.

Hydrocarbon reserves are distributed in 10 layers, 16 deposits. Combined into 2 oil, 3 gas and 1 oil and gas condensate facilities.

There are no railways and external roads in the area of the X field, the road network is represented by winter roads and an infield road.

Delivery of goods in winter is possible by winter roads, in summer by river transport. Year-round communication is possible by air. The nearest railway station is located in Korotchaevo, fifty kilometers southwest of the site.

Geographically, the field's pipelines are located in the Taimyr Dolgano-Nenets Autonomous region. The climate is characterized by a long cold winter. During the year, the average temperature in January is -28°C . The minimum recorded temperature is -65°C .

On heaving mounds and near lakes on the territory of swampy massifs, layers of ice up to 20-30 cm thick are found in sediments. In case of violation of the temperature regime of permafrost.

The soil under the action of the load from the foundation is subject to settlement. Strong winds, groundwater and other destructive processes have a high erosive effect on the bearing capacity of artificial embankments. Therefore, all issues related to construction are a considerable problem. Plots of land for bushes, roads, reservoirs and other large objects are covered with crushed stone and sand over a

special geological grid and reinforced under loads. Concrete slabs are laid on top of the road embankments.[2]

Table 1 - Clay soil classification

Clay soil classification		
slurry	Loam	Clay
Clay soil, which contains no more than 10% of clay particles, the rest is sand. Sandy loam is the least plastic of all clay soils; when it is rubbed between the fingers, one feels grains of sand.	clay soil, which contains 10 to 30 percent clay. This soil is quite plastic, when rubbing it between the fingers, individual grains of sand are not felt.	soil in which the content of clay particles is more than 30%. Clay is very plastic, rolls well into a cord.

Analysis of mechanical and thermal effects of pipelines with permafrost soils.

The laying of field pipelines in the area of permafrost soils is characterized by permafrost processes, such as heaving, icing, thermokarst, cracking. Soils of all types are called frozen if they have a negative or zero temperature and contain ice in their composition. If the soils are in a frozen state for more than three years, then such soils are called permafrost.

Functional loads on the pipeline are the loads caused by the process of pipeline operation, namely the internal pressure of the pipeline, temperature effects, elastic bending of the pipeline [1]

Regulatory working pressure - the highest internal pressure at which the specified mode of operation of the pipeline is ensured.

The design pressure is the value of the standard working pressure increased by the load safety factor.

A change in the temperature of the soil surrounding the pipeline from positive to negative, regardless of whether it is caused by the temperature of the ambient air or the product, causes frost heaving of the soil.

The operation of gas pipelines in permafrost conditions can be carried out according to one of two principles for using soil as foundations:

- the first option is to preserve the permafrost soil at the base of the gas pipeline in a natural frozen state;
- the second option is to allow soil thawing at the base of the gas pipeline.

In the first case, the initial position of the pipeline is assumed to be unchanged, which guarantees the possibility of its safe operation. In the second case, the thawing of the soil at the base of the gas pipeline will cause spatial displacements of the pipe, including sagging of local sections, which, under certain conditions, can even cause the destruction of the gas pipeline. To prevent accidents during the operation of a gas pipeline, it is necessary to predict potentially dangerous sections and monitor their behavior.

With vertical or horizontal movements of the pipeline section, a stress state that is dangerous for the strength of the pipes arises at the inflection points. Features of the impact of the pipeline on the ground primarily depend on the type of laying. So, when laying pipelines underground, the priority is to ensure their trouble-free operation in conditions of reduced strength and changes in the bearing capacity of the soil of the pipeline base, which thaws due to the thawing effect of the transported product.

The thawing of permafrost soils, in turn, is accompanied by the formation of a thawing halo around the pipeline, uneven subsidence and deformation of the soil thawing under the pipeline and, as a result, the occurrence of bending deformations of the pipeline, its overstress and destruction

In order to combat the above hazards, when designing foundations for linear extended structures on permafrost soils, the following factors must be taken into account:

- passage of the route through sections with various engineering geocryological conditions, including at the border of thawed and frozen, subsidence and non-subsidence soils;
- manifestation on the route of negative soil-frozen processes: heaving mounds, thermokarsts, icing, landslides, solifluctions, thawing of massive and re-veined ice;

- violation of the water-heat balance and difficulty in the flow of surface and supra-permafrost waters, etc.

Characteristics of the transported medium

Determination of the physical and chemical properties of oil from field X was carried out on an average sample from well pads №2, 14, and a number of indicators were rechecked on oil samples from different containers, including from different levels.

Tables 2 and 3 show the physical and chemical properties of oil from the X field, and also show the average oil composition based on the obtained samples of well pads №2, 14.

Table 2 - Physical and chemical properties of oil field

Index	value
Water content in the sample, %	6
Oil density (kg/m ³), at temperature:	
15 °C	824,0
20 °C	821,7
45 °C	803,9
60 °C	795,5
Kinematic viscosity (cSt), at temperature:	
15 °C	7,4
20 °C	6,6
45 °C	3,8
60 °C	2,9
Dynamic viscosity (MPa s), at temperature:	
15 °C	6,1
20 °C	5,4
45 °C	3,0
60 °C	2,3
Pour point, °C	-2 to -3
Temperatures of saturation of oil with paraffin (calculated), °C	19,3
Melting points of paraffin, °C	54

Table 3 - Composition of oil field

Массовое содержание в нефти, %	
Paraffins (solid)	2,83
Resins (silica gel)	5,03
Asphaltens	0,24
Mechanical impurities	0,0121
Content of chloride salts, mg/dm ³	-

Thus, the analyzed sample of oil from the field is paraffinic, low-resinous and contains a low amount of asphaltenes.

The oil of the field corresponds to GOST R 51858 in terms of such indicators as the content of paraffins, water, mechanical impurities, the concentration of chloride salts, in terms of density and fractional composition, this oil belongs to the 1st type.[3]

Technical requirements for water for injection into the reservoir

As a working agent in the reservoir pressure maintenance system, produced water from the oil treatment plant and Cenomanian water from water wells are used.

The organization of the reservoir pressure maintenance system is due to increased requirements for the type and quality of the injected water.

Water for injection into the reservoir must meet the requirements of OST 39-225-88 «Water for flooding oil reservoirs. Quality requirements»

According to this OST, water for the waterflooding system must meet the following requirements:

- The pH value must be between 4.5 and 8.5;
- The dissolved oxygen content must not exceed 0.5 mg./liter;
- The content of iron ions is not more than 2 mg./liter;
- The swelling capacity of reservoir clays in the injected water should not exceed the value of their swelling capacity in the water of a particular deposit;
- When the corrosive activity of water is more than 0.1 mm/year, it is necessary to provide measures for the anti-corrosion protection of pipelines and equipment;
- With a decrease in the injectivity coefficient of injection wells from the beginning of water injection by 20%, measures should be taken to restore the filtration characteristics of the bottomhole zone, improve the quality of the injected water.
- The content of mechanical impurities and the residual content of oil products in the produced water is not more than 40 mg/liter.

Problems of oil production and transportation from well pads № 2,14

On the right bank of the river Bolshaya X., there are 2 well pads № 2,14 in operation with a total flow rate of 5050 m³/day for liquid, 216 tons/day for oil, and 5800 m³/day for associated petroleum gas. The piping system operates with a pressure approaching the maximum possible working pressure of 39 atm.

The system of high-pressure conduits designed to maintain reservoir pressure operates from an oil treatment unit (OTU) with the existing injection of a working agent (water) for well pad №2 in the amount of 2400 m³/day. and for well pad №2, 14 in the amount of 2100 m³/day.

Crude oil enters the oilfield pipeline with a high water cut of ~96%.

The problem of operation of well pads №2 and №14 at the present time is:

- 1) High collector pressure equal to 39 atm., which causes risks for trouble-free operation of the pipeline;
- 2) Inability to take measures to increase oil production, due to the pre-maximum pressure in the oil collector;
- 3) Exceeding the design indicators for temperature at the underwater crossing Bolshaya X. The maximum temperature at the mouth of production wells is +65°C, the design temperature is +20°C. Which leads to thawing of the soil.

With an increase in the production of commercial water, the capacity of the modular water injection station will not be enough for pumping. According to the production of commercial water, it is planned to commission additional pumps from 2023, until the capacity of the modular water injection station is increased to 23,126 thousand m³/year.

An increase in water injection is planned for 2023-2024, it is necessary to provide for energy-efficient measures to increase water injection into the reservoir, in order to increase the economic efficiency of the development of this area, and the field as a whole.

Operation of the field pipeline at high pressure

The operation of the oil gathering pipeline from well pads №2,14 at the field is carried out at a pressure close to the maximum, namely 39 atm. The formation of gusts of oil, and environmental pollution are possible.

Operation of pipelines with deviations from operating parameters leads to intensive wear of parts of the pipeline system, thereby reducing the life of the pipeline. The risks of an emergency situation and a pipeline failure are increasing, earlier than stated in its technological passport.

Pipeline ruptures at river and lake crossings, as well as ruptures in the floodplain zone of water bodies, are much more dangerous than ruptures on the ground, since the area of pollution increases many times over, time and funds for localization and elimination of the consequences of an accident. Every year, about hundreds of thousands of tons of oil enter the basins of rivers and reservoirs, as a result, a thin film is formed on the surface, which prevents gas exchange.

More than half of the cases of depressurization occur in field pipelines. The problem lies in the fact that it is difficult to conduct an audit of pipelines in a constant mode of operation.

The main task in the liquidation of the consequences of accidental oil spills on the water surface is to prevent pollution of the coastline under any circumstances, since in this case the costs of eliminating the consequences of an accident increase many times over. Formation water (Cenomanian) completely dissolves in water (unlike oil) and leads to the death of flora and fauna.

So, on April 14, 2021, as a result of ruptures in the oilfield pipeline of Lukoil-Western Siberia LLC in the Surgut region, an oil spill occurred, polluting 0.96 hectares. forest fund. And also, in the Nizhnevartovsk region, during a scheduled inspection, pollution of the Urevsky Egan river with oil products was established. The company had to take measures for land reclamation, as well as set up booms to collect oil products from the surface of the water.

The problem of high pressure does not allow optimal operation of wells, the production of which comes through this pipeline in the optimal range of their operation.

Problems of operation of pumps in the left zone

Due to high reservoir pressure at well pads № 2.14. Electric centrifugal pump units operate in the left range. What is characterized by a low flow rate of the produced well products. Excess pump wear at normal motor frequency. And also, in the process of operation, the rate of wear of pumping equipment increases, due to the fall of the blades in the stages of pumping equipment, which leads to premature abrasion on the lower part of the stage and the failure of the pump.

The operation of the ESP in the «left» zone is an unfavorable factor that has a significant impact on the overhaul period of the equipment.[3]

Problems of operation in the «left» zone:

- Excessive energy costs;
- Restriction on the flow rate of well production, due to the low frequency of ESP operation in the «left» zone;
- Low efficiency of the installation. Since the efforts of the impellers and guide vanes are high, and the heat removal by the liquid is negligible, with small liquid withdrawals. This leads to premature wear of the bearing units of the equipment, as the temperature range of the equipment operation is exceeded;
- Cavitation, violation of the continuity of the flow inside the impeller during its rotation, which leads to excessive vibration of the pumping equipment, possibly the formation of water hammer.

The problem of thermal interaction of the pipeline with frozen soils at the underwater crossing of the river Bolshaya X

During the operation of the underground section of the oil and gas pipeline route, as well as the underwater crossing of the oil and gas pipeline across the river Bolshaya X, thermal interaction of the pipeline with frozen soils will inevitably occur, which will lead to thawing and liquefaction of the soil, and a decrease in

bearing capacity. In addition, thawed soils have low resistance when moving the pipe.

Excessive stresses may occur in the pipeline case at the boundaries of thawed and frozen soils in the river floodplain, at the inlet / outlet of the pipeline in the case, the boundary of the pipeline exit from the ground to the above-ground laying.

The thawing of soils (the time directly depends on the temperature of the pumped product) leads to precipitation of the pipeline base, which in turn provokes deformation and stress scenarios along the pipeline body.

Product temperature in oil and gas gathering pipelines, not more than 20 °C. At the moment, the parameter has been updated, the minimum temperature of the product according to the actual data has been increased to 40 °C, the probability of a growth prospect is up to 65-67 °C.

Due to the increase in product temperature, it became necessary to adjust the application of previously developed design solutions, taking into account the aggravating effect of elevated temperature on frozen soils at the base of the pipelines, the predicted increase in the stress-strain state of the pipeline during operation.

Frozen soils have specific rheological, subsidence and other properties depending on temperature. In this regard, an important task is to maintain the temperature regime at a given level, so as not to get complications in the form of soil subsidence under the water crossing. Since this can lead to mechanical damage to the pipeline and its deformation.

Pipeline supports, previously securely fixed in frozen ground, corrode and deform due to soil subsidence. For example, a case in 2020 in which a diesel fuel spill occurred in Norilsk. The main reason for this was the subsidence of the base of the reservoir, which occurred due to the thawing of permafrost. In total, over 5,000 oil spills occur in these areas due to accidents at oil pipelines. All this can cause various man-made accidents.

In this regard, it is necessary to consider compensatory measures to prevent the occurrence of excess stresses in pipelines, as a result of an increase in the actual temperature of the pipeline.

An integrated approach to optimize the technological parameters of a field pipeline

Organization of preliminary water discharge

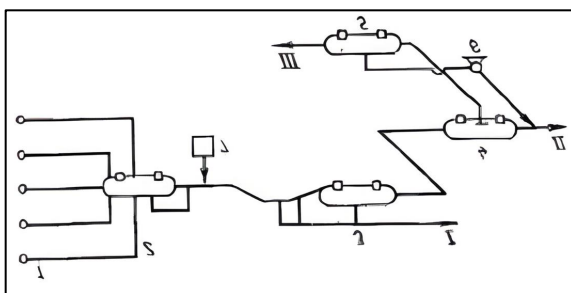
Preliminary dehydration of oil must be carried out when the water content in the production of oil wells reaches more than 30%, when the transportation of the entire volume of produced fluid to the required distances becomes impractical or difficult.

In most cases, the preliminary discharge of produced water entering the collection system with well production is used to reduce the operating costs for pumping liquid and to reduce the load of the modular water injection station.

The organization of preliminary water discharge, as a rule, is implemented in an additional version of the main technological scheme during the development of the field, which is at the second or third stage of development. It is at these stages of development that there is a need to maintain new equipment that will continue to continuously and safely produce and transport well products.

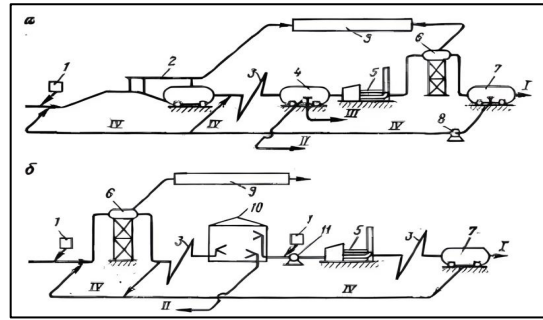
There are two distinctive ways to pre-separate well production [1]:

- 1) In the well production gathering system or collection points, which is common in the fields of Western Siberia (Figure 1)
- 2) At the central oil gathering points in front of oil treatment plants in the fields, relatively small in size. (picture 2)



Where: 1 - wells; 2 - metering unit of the «Sputnik» type; 3 - separator of the 1st stage with a preliminary gas sampling device (depulsator); 4 - apparatus for preliminary dehydration of oil; 5 - buffer capacity; 6 – pump for pumping out captured oil and substandard formation water at the CGP; 7 - dosing unit of the reagent-demulsifier.

Figure 1 - Technological scheme of the object of preliminary dehydration of oil in the gathering system



Where: a - pressure settling tanks ; b - water separator tanks: 1 - dosing point of the demulsifying agent; 2 - separator with a pre-selection device gas; 3 - contact pipeline; 4 - sump; 5 - heating block; 6 - end separator; 7 - block of deep dehydration; 8 - hot drainage water recirculation pump; 9 - gas treatment unit; 10 - tank; 11 - raw pump.

Figure 2 - Technological scheme of the object of preliminary dehydration of oil in the gathering system

These methods differ in that in the collection system, water is usually discharged at the temperature of the processed well production. For heating the system, track heaters can be used. At the same time, the efficiency of the preliminary discharge process is determined not so much by the depth of oil dehydration as by the quality of the separated formation water, which should be suitable for injection into productive horizons without additional complex treatment and preparation, which eliminates the need to build treatment facilities at the collection system facilities.

To collect polluted waters obtained in case of violations of the technological regime of preliminary dehydration of oil, as well as to capture film oil, a buffer tank is provided, connected to a pump that allows periodically or constantly pumping the captured oil or an intermediate layer into the collection system for its further processing at the central oil collection point.

When organizing the preliminary dehydration of oil at the central oil gathering point, it is possible to use both pressure vessels for preliminary water discharge and settling tanks equipped with special distribution devices for the input of raw materials, the selection of dehydrated oil, separated water and an intermediate layer.

The use of settling tanks as devices for preliminary oil dehydration involves the installation of separators in front of them for almost complete degassing of the emulsion system.

The process of preliminary dehydration is intensified by a demulsifying agent. In this case, the efficiency of the process of preliminary dehydration of oil will depend on the degree of readiness for separation of the treated emulsion system.

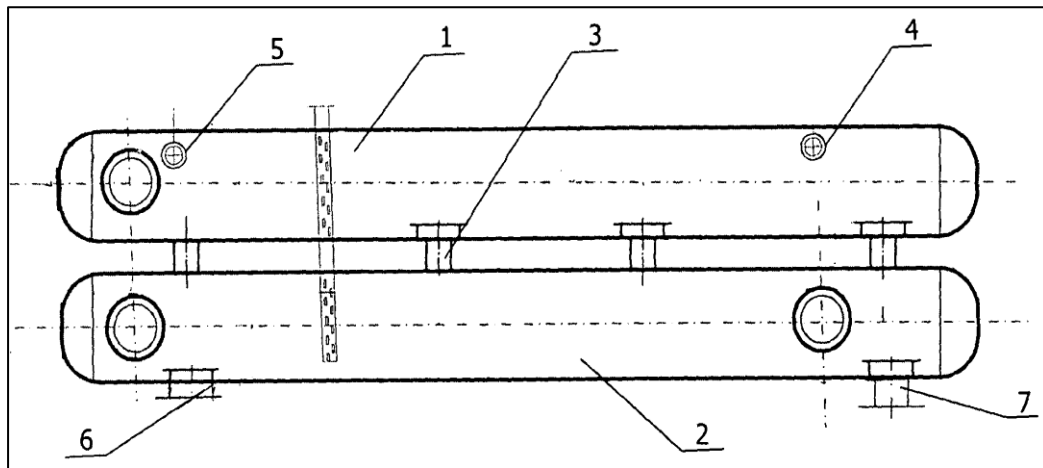
Field collection pipelines are subject to internal corrosion due to exposure to highly saline water. When the fluid flow is stratified due to low fluid flow rates, a rivulet corrosion failure occurs along the lower generatrix of the pipeline. If the emulsion is unstable, then this entails the need for additional measures to protect the pipeline from corrosion.[4]

In this regard, it is proposed to consider measures to organize a preliminary water discharge № 2,14 of the field in order to optimize the technological parameters of the field pipeline.

Installing a pipe water separator

The installation of a pipe water separator will make it possible to discharge associated produced water directly in the areas where oil production facilities are located. Water separators can be placed in the field and do not require additional maintenance. The practice of operating such water separators has shown the possibility of discharging water in the amount of 90% of the volume of water entering the apparatus. The residual water content in oil from PWT does not currently exceed 10%.

Two-pipe horizontal water separator in a two-tier design, designed for the disposal of associated produced water in the oil collection and treatment system. The pipe water separator also performs the function of a buffer, stabilizing the flow of liquid in case of uneven flow of the gas-water-oil mixture associated with the terrain.



Where 1 - is the upper cylindrical tank, 2 - is the lower cylindrical tank, 3 - are overflow fittings, 4 - is a fitting for supplying a gas-water-oil mixture, 5 - is an oil outlet, 6,7 - is a fitting for water outlet.

Figure 3 - Scheme of a horizontal two-tier pipe water separator

Installation performance:

- 1) For liquid - 7,000 m³/day;
- 2) For oil - 4,000 m³/day;
- 3) For water - 3,000 m³/day.

The maximum summer wall temperature is +60 °C, winter - 60 °C.

The lower tier with an outer diameter of 1420 mm, a length of 33,900 mm, a volume of 54 m³, the upper tier with an outer diameter of 1,020 mm, a length of 33,900 mm, and a volume of 28 m³.

The principle of operation is as follows: the gas-liquid mixture from well clusters enters the pipeline, where it is mixed with a demulsifying agent, in which the process of emulsion separation is initiated due to hydrodynamic flow treatment. The flow of gas released after separation will be sent further to the oil pipeline, where it will be sent through the oil pipeline. Water will be separated into a separate pipeline.

After separation, the emulsion is finally separated into:

- gas, oil with a residual water cut of 1-5%;
- water with a residual content of oil and mechanical impurities not more than 40 mg/l.

Prepared water, suitable for use as an agent for flooding oil reservoirs, according to OST 39 133-81.

The design of a two-tier unit connected by overflow fittings, with branch pipes for water drainage, installed at different ends of the tank, allows you to increase the range of regulation of the level of the interface between the medium in a larger range than with a single horizontal installation.

Expected effect after the installation of a pipe water separator for the infrastructure of field X:

- 1) Reduced collector pressure by 8 atm.
- 2) Increase in oil production from the operating well stock
- 3) Reducing the load from the oil treatment plant by 2400 m³/day.

Option for installing pipe water separator with pumping into a pit

Installation of the unit is recommended to be carried out at the site of the central oil-gathering collector with liquid loading from well pad №2,14 in the amount of 5050 m³/day.

To install the unit, the following steps must be taken:

1) The existing high-pressure water conduit №24 T.12 of the well pad № 2 should be transferred to a low-pressure one and used as a receiving pipeline for sampling produced water from the installation and supplying liquid to the reception of pits

2) Organize pit injection at wells № 233 (as of 01.09.22 inactivity), No. 232 (as of 01.09.22 piezometer) with the introduction of a electrical submersible pump unit-1250 m³ / day. with casing.

3) In wells during workover, it is necessary to lower the explosion packers with the installation of a cement bridge to a depth of 200-300m.

Thanks to this, well production from the common pipeline after well pad № 2 and well pad № 14 enters the plant, where separation into degassed water and oil takes place. After water separation, oil enters the oil-gathering collector, and the prepared bottom water, with a residual content of mechanical impurities and oil

products up to 40 mg/l, in a volume of 2400 m³, flows from the unit to well pad № 2 into injection wells to maintain reservoir pressure, thereby fully compensating for water injection from the oil treatment plant for this well pad.

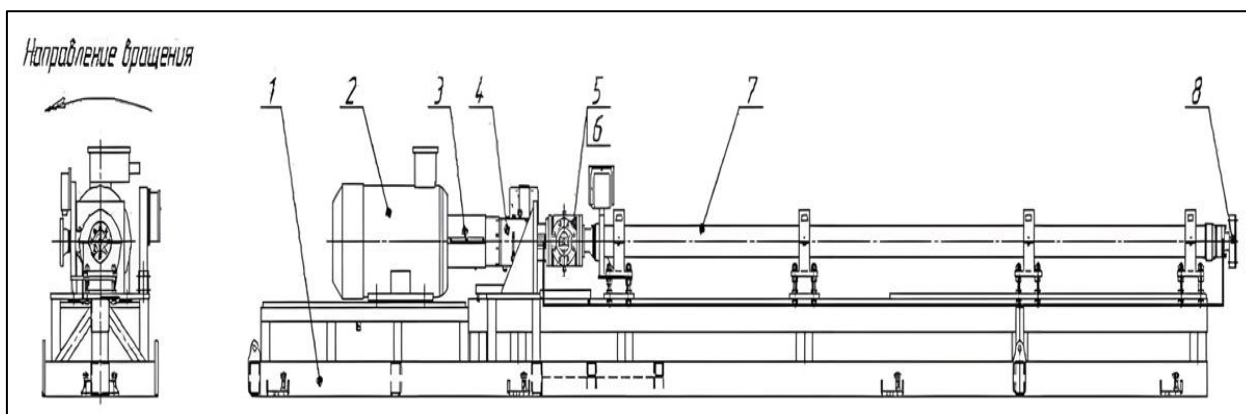
The liquid flow after passing the unit to the oil treatment unit will be 3800 m³/day. after the implementation of measures to increase oil production. The tie-in of the pipeline to the unit will take place at point T.13, as it is closest to well pads № 2,14, which will reduce the cost of installing the pipeline from the plant to water supply №24.

Due to the change in the velocity of the liquid in the pipeline, a double increase in the supply of corrosion inhibitor is provided, and the supply of a demulsifier is also organized.

Installation option of a pipe water separator with a horizontal pumping unit

The principle of operation of the GNU is as follows:

- Through the intake pipeline through a valve with an electric drive, coarse and fine filters, the transported medium enters the pumping unit with a pump;
- Indicating pressure gauges, an overpressure sensor and a differential pressure sensor, a selection device for air discharge are installed on the receiving line;
- Selective devices for a technical indicating manometer, an overpressure sensor, a flow sensor, a check valve, shut-off valves - a valve are installed on the pressure pipeline;
- To drain the transported medium from the pipelines, there are selective devices on the intake and pressure pipelines.



Where: 1 - carrier frame, 2 - electric motor, 3 - coupling, 4 - thrust bearing chamber, 5 - inlet module, 6 - mechanical seal, 7 - centrifugal pump, 8 - throw-away head with connecting flange

Figure 4 - Schematic diagram of a horizontal pumping unit

Table 4 - Comparison of the necessary measures for the implementation of the proposed options in the field

Parameter	Pipe Water Separator + Horizontal pumping unit	Pipe Water Separator + pit
Re-piping at the well pad (high-pressure/low-pressure conduit)	-	+
Installation work (foundation, piping, installation installation)	+	+
Equipment connection point	+	-
Electrical connection point with installation of the power system and soft start	+	-
Installation work (foundation, piping, installation)	+	-
Setting up the brigade	-	+
Installation of a section of a high-pressure thick-walled conduit	+	-

Technical solution for cooling production of a field pipeline

To ensure the design values for the temperature of the pumped downhole product (temperature 20°C), a variant of cooling the pumped product is proposed, after passing through the preliminary discharge of water using a refrigeration machine.

For cooling crude oil, after preliminary separation of water, from a temperature of 67°C to 20°C, a refrigeration machine using an intermediate coolant and a secondary heat exchanger is considered. The schematic diagram is shown in Figure 4:

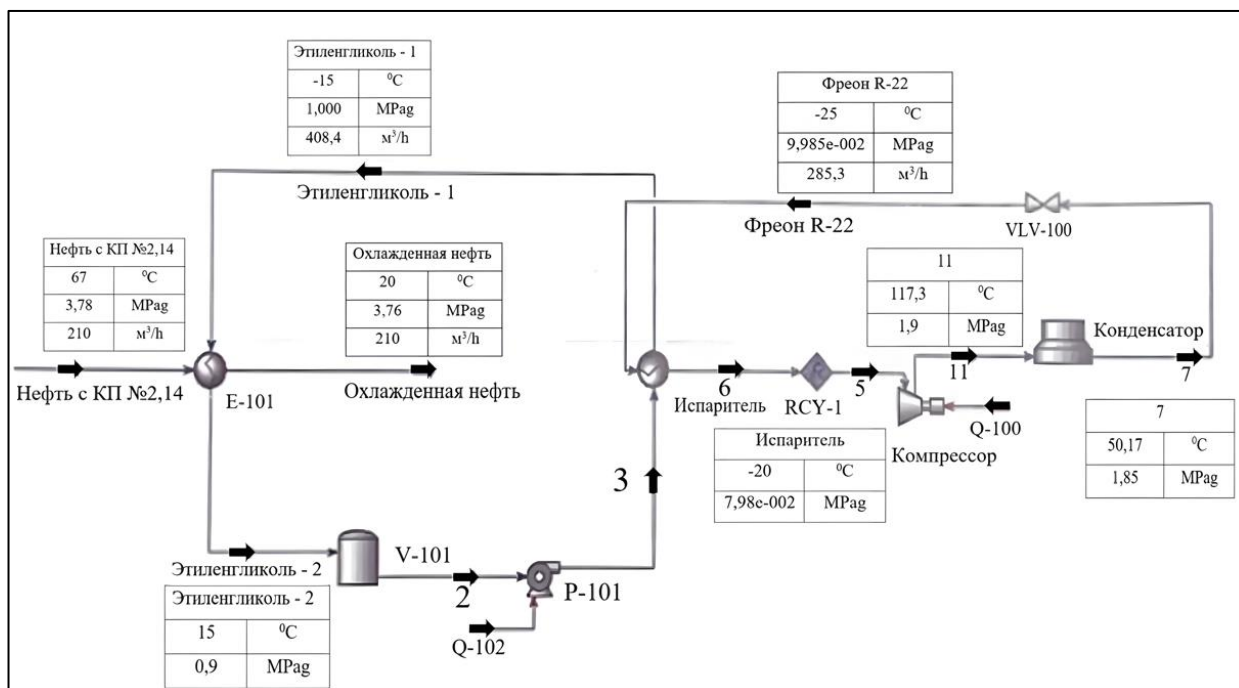


Figure 5 - Schematic diagram of cooling using chillers

The crude oil stream is cooled by heat exchange with ethylene glycol. Further, ethylene glycol enters the coolant receiver V-101, where it is accumulated before being fed into the heat exchanger with Freon R-22 (by pumping the circulation pump of the intermediate coolant R-101 through the 1st office), for subsequent cooling of crude oil with Freon-22 recirculation.

The principle of operation of the air conditioner (2nd cooling circuit) is based on the principle of the refrigeration cycle, which is based on the property of liquids to absorb heat during evaporation and release heat during condensation.[4]

At the outlet of the expansion valve, the pressure and temperature of freon are significantly reduced to -25° C. After the expansion valve, a mixture of liquid and gaseous freon with low pressure enters the evaporator. In the evaporator, liquid freon passes into the gaseous phase with heat absorption, respectively, the air passing through the evaporator cools down. Further, gaseous freon with low pressure enters the compressor inlet and the whole cycle is repeated.

By means of this installation, it will be possible to reduce the temperature to 20 ° C, as per the design value of the pipeline operation.

Identified risks, disadvantages and limitations:

- The use of a secondary heat exchanger excludes the possibility of cooling the product due to free convection during the cold period to save energy.

Advantage: no dependency on outside temperature.

Measures to increase oil production from the operational well stock of well pads № 2,14

By reducing the collector pressure by 8 atm. it becomes possible to increase production from the operating well stock of well pads № 2, 14, the production of which is collected through this field pipeline.

Measures to increase production include an increase in the frequency of operation of pumps.

The implementation of measures to increase production, by increasing the frequency of operation of the pump, will allow to obtain an increase in liquid in the amount of 1152 m³/day, in oil 41,9 tons/day.

Conclusion

In the final qualifying work, an analysis was made of complications during oil production and transportation of well products from well pads №2,14.

Technical measures are proposed to reduce the collector pressure by 8 atm., By preliminary discharge of produced water using the installation of a pipe water separator. As well as using it as an agent to maintaince of reservoir pressure at well pad № 2. The organization of preliminary water discharge will reduce the load from the oil treatment plant by 2400 m³/day, as well as obtain an additional increase in oil production from the operational well stock of well pads № 2,14, due to an increase in the frequency of ESP operation by 41.9 t.p.d/ day.

The problem of elevated temperature at the underwater crossing of the Bolshaya X. As a result, the oil cools down to the design value of +20°C, which does

not lead to soil thawing and contributes to the extension of the trouble-free operation of the field pipeline.

The economic effect of carrying out measures to organize a preliminary discharge of water is calculated through the implementation of additional oil production. The payback period for the technology will be 1,7 years.

In this work, an analysis was made of the influence of harmful and dangerous production factors on the employee that arise during work of increased danger. Measures for localization and elimination of the consequences of an accident in case of depressurization of field pipeline units are considered.

Reference

1. Spence, J.D. Optimization Techniques for Pipeline Design, Operation, and Maintenance. *Journal of Pipeline Engineering*, vol. 11, no. 1, 2012, pp. 31-38.
2. Martin Moreno, E. et al. Production Optimization and Technology Selection for Crude Oil Gathering and Transportation Networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 157, 2017, pp. 100-109.
3. Pinheiro, J. Lesage, I. Pasqualino, N. Benseddig, Assessment of fatigue damage initiation in oil and gas steel pipes, ASME 2011 30th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, American Society of Mechanical Engineers, 2011, pp. 35-44.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 30 – Параметры пластовой и сепарированной нефти месторождения Х

Показатели	Единица измерения	Предлагаемые к защите параметры					
		Пласт Нх-I				Нх-III (ГН)	Нх-III Нх-IV (Н)
		Блок I	Блок II	Блок III-юг	Блок III-сев		
Абс. глубина середины эф. порового объёма	м	-2670	-2595	-2582	-2621	-2718	-2718
Пластовое давление (Рпл)	МПа	26.0	26.0	25.0	26.6	26.8	26.8
Пластовая температура (tпл)	°С	75	72	74	70	76	78
Давление начала кипения (Рнас)	МПа	18.92	18.81	24.10	10.38	26.30	17.79
Плотность пластовой нефти при Рпл	кг/м³	718.8	720.2	697.9	770.7	719.7	742.0
Плотность пластовой нефти при Рнас	кг/м³	709.7	711.0	696.9	757.8	720.2	733.7
Вязкость пластовой нефти при Рпл	мПа·с	0.63	0.65	0.54	1.53	0.57	2.22
Вязкость пластовой нефти при Рнас	мПа·с	0.51	0.52	0.54	1.26	0.57	1.93
Коэфф. сжимаемости от Рпл до Рнас	1/МПа*10 ⁻⁴	18.1	17.8	16.1	10.4	14.1	12.4
Температурный коэфф. от tпл до tст	1/°С*10 ⁻⁴	8.8	8.7	8.4	5.4	7.5	6.5
Газосодержание (ступенчатая сепарация ¹)	м³/м³	107.4	107.4	144.8	54.8	155.5	104.3
	м³/т	131.1	131.1	174.6	66.2	184.5	124.2
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1.273	1.270	1.365	1.138	1.388	1.264
Объемный коэффициент при Рнас	д.е.	1.289	1.287	1.367	1.157	1.387	1.279
Пересчетный коэффициент при Рпл	д.е.	0.786	0.787	0.733	0.879	0.720	0.791
Пересчетный коэффициент при Рнас	д.е.	0.776	0.777	0.732	0.864	0.721	0.782
Плотность сепарированной нефти	кг/м³	819.2	819.2	829.2	827.3	843.0	839.7
Плотность суммарного газа	кг/м³	0.889	0.889	0.852	0.902	0.890	0.940
Относ. плотность суммарного газа	air=1	0.738	0.738	0.707	0.749	0.739	0.780
<i>Удельные запасы на 1 м³ эффективного порового объема</i>							
товарной нефти (ρ/b)	т	0.654	0.644	0.645	0.607	0.727	0.607
растворенного газа	м³	91.2	84.4	84.6	106.1	48.2	112.0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

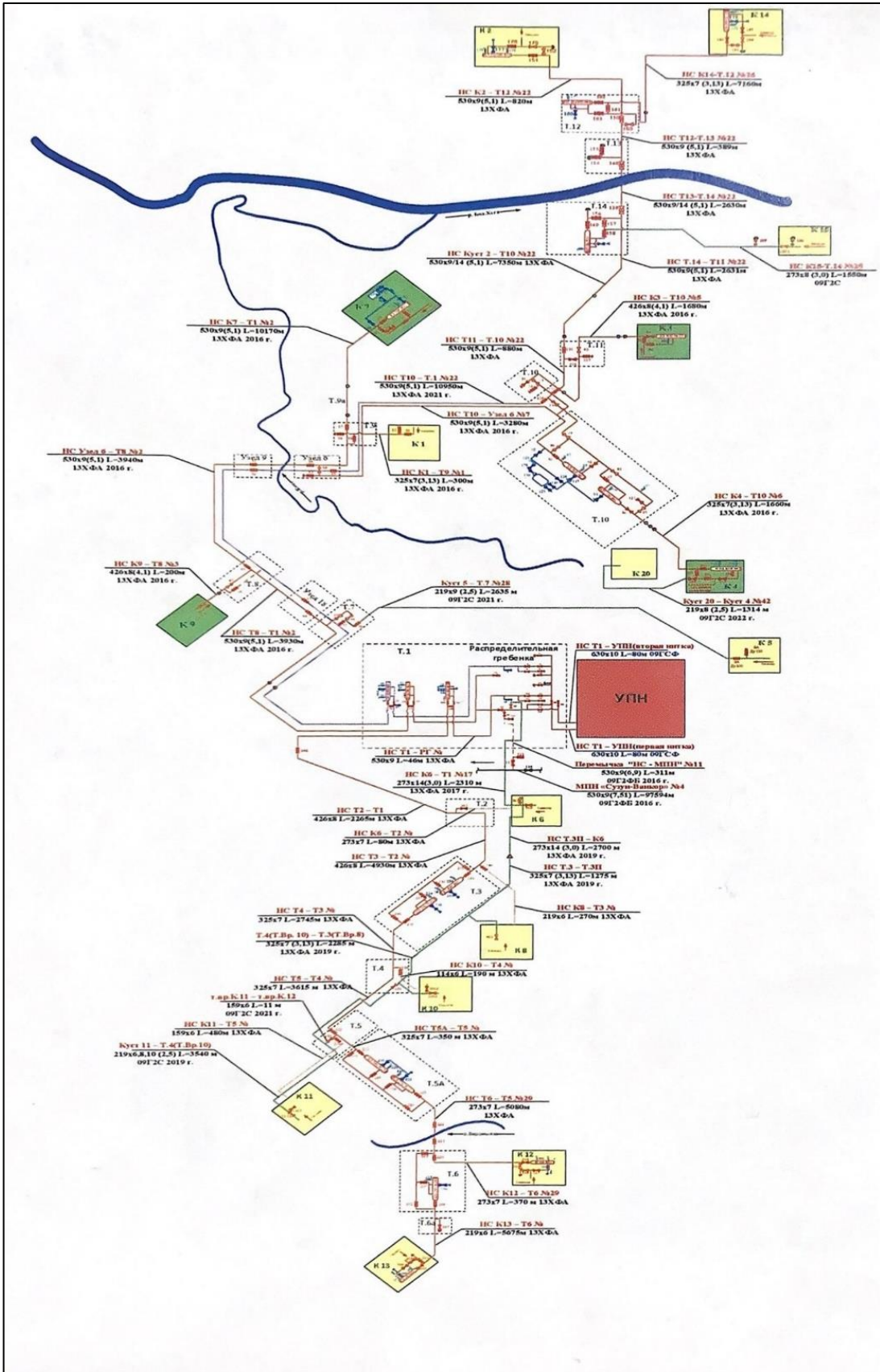


Рисунок 27 – Карта трубопроводов и кустовых площадок месторождения Х

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица 31 – Перечень предельных допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от существующих источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³
Углеводороды (ПО метану)	4	-	50,0
Оксид азота	3	0,06	-
Оксид углерода	4	3,0	-
Диоксид серы	3	0,05	-
Сажа	3	0,05	-
Марганец и соединения	2	0,001	-
Соединения кремния	4	0,02	-
Пыль металлическая	3	0,15	-
Пыль абразивная	4	-	0,04
Азота диоксид	2	0,04	-
Бонз(а)пирон	1	0,000006	-
СН пред. С1-С5	4	-	50
СН пред. С6-С10	4	-	30
Бензол	2	0,1	-
Толуол	3	0,6	-
Ксилол	3	0,2	-
Фтористый водород	2	0,005	-
Железа оксид	3	0,04	-
Мазутная зола	2	0,002	-

Расположение оборудования в блоках

