

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Satbayev University

Институт металлургии и промышленной
инженерии
Кафедра технологические машины, транспорт и логистика

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНУТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт Металлургии и
Промышленной инженерии

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Технологические машины,
транспорт и логистика
Елемесов К.К.
"26" мая 2021 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры
месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз»»

по специальности 5В072400 – Технологические машины и оборудование

Выполнил:

 Тугубаев Адиль Муратович

Научный руководитель
Ассоц. Проф., к.т.н.
Калиев Б.З.


"24" мая 2021 г.

Алматы 2021

Институт металлургии и промышленной
инженерии
Кафедра технологические машины, транспорт и логистика

5B072400 – Технологические машины и оборудование

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Технологические машины,
транспорт и логистика
Елемесов К.К.
"24" ноября 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Тукубаев А.М.

Тема: Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131-от "24" ноября 2020г.

Срок сдачи законченной работы "10" апреля 2021 г.

Исходные данные к дипломной работе: Общие данные по месторождению X НГДУ «Кайнармунайгаз»

Краткое содержание дипломной работы:

- а) комплексный анализ текущего состояния объекта НГДУ «Кайнармунайгаз», модернизация и реконструкция наземной инфраструктуры системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа;
- б) уточнение технологических ограничений и изучение проблемных вопросов существующей системы сбора, транспортировки и подготовки углеводородного сырья;
- в) построение цифровой модели и расчет в программном комплексе «PIPESIM-2017.1» существующей системы сбора и транспортировки нефти для уточнения технологических ограничений по наземной инфраструктуре;
- г) построение цифровой модели и расчет в программном комплексе «PIPESIM-2017.1» для оптимизации системы сбора и транспортировки нефти с учетом увеличения объемов добычи нефти и газа;
- д) расчеты прогнозной добычи нефти на 2021-2025 гг.

Рекомендуемая основная литература:

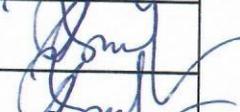
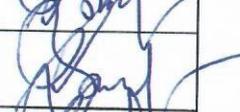
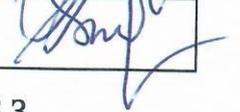
1. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»;
2. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года №239;
3. «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утверждены приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года №355;
4. «Экологический кодекс РК» №212-III от 09.01.2007 г. (с изменениями и дополнениями от 02.01.2021 г.)

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Общие сведения	15.02.2021	Нет
Техническая часть	10.03.2021	Нет
Специальная часть	01.04.2021	Нет
Теоретико-экономическая часть	10.04.2021	Нет

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения	Ассоц. Проф., к.т.н. Калиев Б.З.	01.03.2021	
Техническая часть	Ассоц. Проф., к.т.н. Калиев Б.З.	25.03.2021	
Специальная часть	Ассоц. Проф., к.т.н. Калиев Б.З.	10.04.2021	
Теоретико-экономическая часть	Ассоц. Проф., к.т.н. Калиев Б.З.	20.04.2021	
Нормоконтролер	Ассоц. Проф., к.т.н. Калиев Б.З.	20.04.2021	

Научный руководитель  Ассоц. Проф., к.т.н., Калиев Б.З.

Задание приняли к исполнению обучающийся  Тукубаев А.М.

Дата

«20» декабря 2020 г

АНДАТПА

Дипломдық жұмыста МГӨБ «Қайнармұнайгаз» объектісінің ағымдағы жай-күйіне кешенді талдау, мұнай жинау, тасымалдау және дайындау және газды кәдеге жарату жүйесінің жерүсті инфрақұрылымын жаңғырту және қайта жаңарту, технологиялық шектеулерді нақтылау және көмірсутек шикізатын жинау, тасымалдау және дайындау жүйесінің жерүсті инфрақұрылымы бойынша қолданыстағы жүйедегі проблемалық мәселелерді зерделеу қаралды.

Осы жұмыстың мақсаты мұнайды жинау және тасымалдау жүйесінің ағымдағы жай-күйіне шолу зерттеулерін жүргізу болып табылады; техникалық-технологиялық мәселелер мен проблемаларды анықтау, оларды шешудің ғылыми негізделген әдістерін табу және нақты практикалық ұсыныстар беру мақсатында, сондай-ақ қолданылатын жабдықты, күрделі және пайдалану шығындарын азайту үшін МГӨБ «Қайнармұнайгаз» АҚ «Ембімұнайгаз» кен орындарының қолданыстағы мұнай жинау жүйелері мен жинау пункттерінің тиімділігін арттыру бойынша нұсқаларды қарау. МГӨБ «Қайнармұнайгаз» зерттеу нысаны бойынша, X атындағы кен орны қарастырылды.

«PIPESIM-2017.1» бағдарламалық кешенінде кен орнын жинаудың қолданыстағы жүйесінің цифрлық моделі жасалды. МГӨБ «Қайнармұнайгаз» X кен орнын жинау жүйесінің құрылған моделіндегі қолданыстағы параметрлер бойынша гидравликалық есептеулер орындалды. X кен орнында мұнай дайындаудың технологиялық схемасына өзгерістер енгізу ұсынылды. 2025 жылға дейін мұнай өндірудің болжамдық есептері жүргізілді.

АННОТАЦИЯ

В дипломной работе рассматривались комплексный анализ текущего состояния объекта НГДУ «Кайнармунайгаз», модернизация и реконструкция наземной инфраструктуры системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа, уточнение технологических ограничений и изучение проблемных вопросов в существующей системе по наземной инфраструктуре системы сбора, транспортировки и подготовки углеводородного сырья.

Целью данной работы является проведение обзорного исследования текущего состояния системы сбора и транспорта нефти; процесса подготовки скважинной продукции на месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», с целью выявления на месторождениях и объектах существующих технико-технологических вопросов и проблем, нахождения научно-обоснованных методов их решения и выдачи конкретных практических рекомендаций, а также рассмотрение вариантов по повышению эффективности существующих систем сбора и сборных пунктов нефти месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз», для уменьшения применяемого оборудования, капитальных и эксплуатационных затрат. В качестве исследуемого объекта НГДУ «Кайнармунайгаз» рассматривалось месторождение X.

Создана цифровая модель существующей системы сбора месторождения в программном комплексе «PIPESIM-2017.1». Выполнены гидравлические расчеты по существующим параметрам в построенной модели системы сбора месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз». Предложены изменения в технологической схеме подготовки нефти на месторождении X. Произведены расчеты прогнозной добычи нефти по 2025 год.

ANNOTATION

The thesis considered a comprehensive analysis of the current state of the «Kaynarmunaygas» OGPD facility, modernization and reconstruction of the ground infrastructure of the system for collecting, transporting and preparing oil and gas utilization, clarification of technological limitations and study of problematic issues in the existing system for the ground infrastructure of the system for collecting, transporting and preparing hydrocarbon raw materials.

The purpose of this work is to conduct an overview study of the current state of the oil collection and transport system; the process of preparing well products at the fields of «Kaynarmunaygas» OGPD «Embamunaygas» JSC, in order to identify existing technical and technological issues and problems at the fields and facilities, to find scientifically based methods for solving them and issue specific practical recommendations, as well as to consider options for improving the efficiency of existing oil collection systems and collection points of the «Kaynarmunaygas» OGPD fields, to reduce the equipment usage, capital and operating costs. The field named after X was considered as a research object of the «Kaynarmunaygas» OGPD.

A digital model of the existing field collection system was created in the software package «PIPESIM-2017.1». Hydraulic calculations were performed according to the existing parameters in the constructed model of the field collection system of X of the «Kaynarmunaygas» OGPD. Changes in the technological scheme of oil treatment at the X field are proposed. Calculations of the forecast oil production for 2025 have been made.

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	9
1	Технологическая часть	11
1.1	Общие сведения	11
1.2	Изучение проблемных вопросов по существующей системе сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз»	11
2	Специальная часть	26
2.1	Создание цифровой модели существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции	26
2.2	Обоснование мероприятий по оптимизации существующей технологической схемы системы сбора, транспорта и подготовки с учетом увеличения объемов добычи скважинной продукции	31
2.3	Характеристики основных показателей разработки месторождения X с учетом увеличения объемов добычи	32
2.4	Создание цифровой модели существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции с учетом увеличения объемов добычи нефти и газа	34
3	Экономическая часть	47
4	Экологичность и безопасность	50
4.1	Охрана недр и окружающей природной среды	50
4.2	Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия	51
	Выводы	53
	Список использованной литературы	55

ВВЕДЕНИЕ

Акционерное общество (далее АО) «Эмбамунайгаз» является Недропользователем месторождений четырех нефтегазодобывающих управлений «Жылыоймунайгаз», «Жайыкмунайгаз», «Доссормунайгаз», «Кайнармунайгаз», которые в настоящее время находятся на этапе промышленной эксплуатации. Рациональное использование природных ресурсов при разработке месторождений продиктовано Экологическим Кодексом Республики Казахстан [2] и закреплено в Кодексе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [1] и ряде нормативно-правовых актах.

Одним из важных направлений деятельности нефтегазодобывающих предприятий является повышение эффективности производства, снижение удельных энерго- и ресурсозатрат при добыче нефти и сокращение потерь углеводородов. Немаловажной является и другая сторона проблемы – загрязнение окружающей среды. Ископаемые углеводороды занимают первое место среди источников загрязнения окружающей среды.

Увеличение потребления углеводородного сырья требует комплексный и рациональный подход к использованию ценного "невосполнимого" природного сырья, сокращения его технологических потерь и утилизации при сборе, подготовке и хранении на нефтегазодобывающих предприятиях.

Системный подход к использованию углеводородных ресурсов с учетом отдельных источников потерь и внедрения технологий по их предупреждению является актуальным как с экономической, так и с экологической точки зрения.

Согласно Задания по теме «Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз»» состав дипломного проекта включает нижеследующие работы:

- комплексный анализ текущего состояния объекта НГДУ «Кайнармунайгаз», модернизация и реконструкция наземной инфраструктуры системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа;
- уточнение технологических ограничений и изучение проблемных вопросов в существующей системе по наземной инфраструктуре системы сбора, транспортировки и подготовки углеводородного сырья;
- построение цифровой модели и расчет в программном комплексе «PIPESIM-2017.1» существующей системы сбора и транспортировки нефти для уточнения технологических ограничений по наземной инфраструктуре;
- построение цифровой модели и расчет в программном комплексе «PIPESIM-2017.1» для оптимизации системы сбора и транспортировки нефти с учетом увеличения объемов добычи нефти и газа.

Основной целью дипломного проекта, является проведение обзорного исследования текущего технико-технологического состояния системы сбора и транспорта нефти; процесса подготовки скважинной продукции на месторождениях НДГУ (нефтегазодобывающего управления) «Кайнармунайгаз»

АО «Эмбаунайгаз», с целью выявления существующих технико-технологических вопросов и проблем, нахождения научно-обоснованных методов их решения и выдачи конкретных практических рекомендаций.

На месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» в настоящее время производится добыча и первичная подготовка нефти и газа. Для разработки программы по повышению эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» достаточно исследовать систему сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа одного месторождения (в качестве исследуемого объекта рассматривалось месторождение X). Для оптимизации систем сбора оставшихся месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» необходимо провести аналогичные исследования.

1 Технологическая часть

1.1 Общие сведения

Месторождение X географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в бассейне нижнего течения р. Сагиз.

Административно находится на территории Кзылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом является поселок Мукур, находящийся на расстоянии 10км. Районный центр Миялы расположен в 150км от месторождения, областной центр г. Атырау – в 230км.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром по железной дороге и автотрассе с асфальтовым покрытием «Актобе-Атырау».

В 25км от месторождения проходит нефтепровод «Атырау– Орск», а непосредственно через месторождение проходит железная дорога «Атырау – Октябрьск».

Рельеф района равнинный, холмистый. В целом, поверхность слабо наклонена с востока на запад, в сторону Прикаспийской низменности. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 20 до 110,9м. Гидросеть района развита слабо. Северную часть района в широтном направлении пересекает р. Сагиз, которая в летнее время пересыхает. Снабжение питьевой водой района осуществляется по водоводу из р. Урал, а вахтового поселка, расположенного на месторождении, автоцистернами. Район относится к зоне пустынных степей. Климат района резко континентальный с большими колебаниями суточных и сезонных температур. Зима холодная, малоснежная, температура достигает в январе-феврале до -35 -40°С мороза, лето жаркое и сухое с максимальной температурой до +30 +40 °С. В летнее время преобладают ветры северо-западного направления, а зимой северо-восточного от 5 до 15 м/сек.

Район, в основном, является сельскохозяйственным. Из крупных промышленных предприятий на территории района только одно – НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз». Электроснабжение осуществляется Атырауским управлением электрических сетей.

Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические базы находятся в г.Атырау и его окрестностях.

1.2 Изучение проблемных вопросов по существующей системе сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз»

1.2.1 Процесс анализа текущего состояния сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции

Система сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции в нефтегазодобывающем управлении подразумевает под себя целую цепочку непрерывных процессов, взаимосвязанных друг с другом. Изначально, добытая жидкость направляется по выкидным линиям на групповые замерные установки, где происходит замер дебита газожидкостной смеси, поступающий со скважин. Далее после замерного процесса, осуществляется процесс сбора продукции, где скважинная продукция с групповых замерных установок направляются в сборные пункты. Сами сборные пункты (СП) являются объектами, где упорядочено собранная газожидкостная смесь подготавливается для транспортировки в пункты подготовки нефти. Основная товарная продукция производится непосредственно на вышесказанных пунктах подготовки нефти. Здесь же расположены, нефтегазовые сепараторы для первичного отделения нефти, газа и воды друг от друга, печи подогрева для подогрева газожидкостной смеси с целью получения товарной нефти, резервуары для хранения полученной продукции, которые включают в себя нефть и воду, а также многие разновидности сосудов, действующих под давлением.

В данном разделе описываются текущее состояние системы сбора транспорта и подготовки продукции на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз». Также наряду с этим, происходит процесс анализа текущего состояния. Анализ базируется на таблицах, где указаны градации по срокам эксплуатации автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), печей подогрева, резервуаров вертикальных стальных (РВС). Данный тип анализа необходим для определения технического состояния объектов, определение тех или иных объектов на соответствие с нормами сроков эксплуатации, то есть определяется объект новый или требует замены.

Далее имеется анализ выкидных трубопроводов по материальному исполнению, то есть процентное содержание видов труб: стекловолокнистые трубы (СВТ) или стальные трубы, и по распределению выкидных линий по их протяженности. Анализ градации выкидных труб по материальному исполнению необходим для определения различных параметров трубопроводов, так как стальные трубопроводы имеют высокую прочность, невысокую стоимость, и трубы могут выдержать высокие давления, однако данные трубы склонны к коррозии, что является их недостатком. С другой стороны стекловолокнистые трубы имеют высокую стойкость к коррозии и агрессивной химической среде. Поэтому, анализируя графики следует учитывать во внимание выше описанные предложения.

Распределение труб по протяженности анализируется с помощью градации по протяженности самих труб. Данный вид анализа необходим для определения оптимальной длины трубопроводов, поскольку это определяет не только срок ее эксплуатации, но и способность транспортировать газожидкостную смесь по

трубопроводам. Также согласно опыту наиболее оптимальная длина трубопроводов является 500 м.

Система сбора, транспорта и подготовки продукции на месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» состоит из двух участков добычи нефти и газа (УДНГ), а также из цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ).

Процесс системы сбора, транспорта и подготовки продукции на УДНГ месторождения X состоит из сборного пункта СП-4, а также из пункта подготовки нефти (ППН) месторождения X, куда транспортируется скважинная продукция с СП №4. На участке функционируют 6 групповых замерных установок (ГЗУ). Согласно общему фонду месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз», на месторождении работают 48 добывающих скважин, 4 скважин находятся в простое из 48 всего эксплуатационного фонда месторождения.

1.2.2 Анализ технического состояния выкидных линий на месторождении X

На месторождении X большая часть трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин, а именно 12 единиц, составляет трубопроводы с длиной от 200 до 300 метров, 6 трубопроводов имеют длину от 300 до 400 м. Такая же ситуация наблюдается для длин трубопроводов больше 500 м, то есть 6 единиц. Также трубопроводы длины которых от 100 до 200 и от 400-500 метров, имеют в количестве 20 и 3 единиц соответственно. 7 трубопроводов имеют длину до 100 м.

27% выкидных труб по материальному исполнению из всех выкидных труб являются стальными, а остальные 73 % являются стекловолокнистыми трубами (СВТ).

1.2.3 Анализ технического состояния АГЗУ на месторождении X

Градации замерных установок по видам АГЗУ на месторождении X указана в таблице 1. Как видно из таблицы 1, 72% или 3 единицы из всего АГЗУ на месторождении X имеют марку Спутник. Маркой или моделью 1 АГЗУ или 14 % является МЕРА, а также 1 единица или 14 % из всего ГЗУ является марка СИ-40/14/400.

Таблица 1 - Распределение подключенных добывающих скважин месторождения X на 01.11.2020 г.

№ пп	ГЗУ	Марка, модель	Количество скважин	Количество отводов	Свободных отводов
1	ГЗУ-1	СИ-40-14-400	7	14	7
2	ГЗУ-2	АМ 40-8-120	4	8	4
3	ГЗУ-3	АМ 40-8-120	5	8	3
4	ГЗУ-4	ММ 40-14-400	7	14	7

5	ГЗУ-5	АМ 40-14-60	10	14	4
6	ГЗУ-6	Б-40-14-500	12	14	2

Как видно из таблицы 2 33,3% или 2 единицы всего АГЗУ на месторождении имеют срок эксплуатации до 15 лет. Такая же картина наблюдается с АГЗУ сроком до 10 лет- 33,3% или 2 единиц. Срок эксплуатации 2 единицы АГЗУ или 33,3% составляет до 5 лет.

Таблица 2 – Разбивка замерных установок по срокам эксплуатации на месторождении X на 01.11.2020 г.

Месторождение	Количество ГЗУ, ед.	Срок эксплуатации АГЗУ			
		до 5 лет	до 10 лет	до 15 лет	более 15 лет
X	6	2	2	2	0

1.2.4 Анализ технического состояния печей подогрева на месторождении X

В таблице 3 приведены данные распределения печей подогрева, установленного для нагрева продукции, добываемой скважинами, эксплуатируемых на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз», по состоянию на 01.11.2020 г.

Таблица 3 – Разбивка печей подогрева по срокам эксплуатации на месторождении X

Объект	Месторождение	Наименование газопотребляющего оборудования	Срок эксплуатации			Итого ед.
			до 5 лет	до 10 лет	до 15 лет	
НГДУ «Кайнармунайгаз»	X	Печь ПТ-16/150	0	2	1	3

Общее количество газопотребляющего оборудования, установленного для нагрева продукции, добываемой скважинами, эксплуатируемых на месторождении X составляет 3 ед.

В таблице 4 представлена разбивка печей подогрева по марке и срокам эксплуатации на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз». Согласно таблицы, 67% или 2 единицы всего количества печей подогрева не превышают нормативный срок эксплуатации, остальные 33 % или 1 единица из 3 не соответствует нормативному сроку эксплуатации.

Таблица 4 – Разбивка печей подогрева по марке и срокам эксплуатации на месторождении X

№пп	Объект установок	Марка, модель	Год выпуска	Срок эксплуатации, годы		
				Фактический	Нормативный согласно данным завода-изг.	Отклонение от нормативного срока
1	ЦПС "месторождение X"	ПТ-16/150 м №1	2006	13	10	-3
2		ПТ-16/150 м №2	2011	9	10	1
3		ПТ-16/150 м №3	2011	9	10	1

1.2.5 Анализ технического состояния РВС на месторождении X

В таблице 5 представлена разбивка РВС по марке и срокам эксплуатации на 01.11.2020 г. Из 4 РВС эксплуатируются до 5 лет 2 ед. от общего количества, 2 РВС эксплуатируются более 15 лет.

Таблица 5 – Разбивка РВС по марке и срокам эксплуатации на месторождении X

Объект установки	Марка РВС	Срок эксплуатации РВС			
		до 5 лет	до 10 лет	до 15 лет	более 15 лет
Месторождение X	РВС-1000	2	0	0	2

В таблице 6 представлена разбивка по техническому состоянию резервуаров вертикальных стальных на месторождении X. Согласно таблицы, 50% или 2 единицы всего количества РВС не превышают нормативный срок эксплуатации, остальные 50 % или 2 единицы из 4 не соответствуют нормативному сроку эксплуатации.

Таблица 6 - Разбивка РВС по техническому состоянию на месторождении X

№ п/п	Объект установки	Марка, модель	Год выпуска	Срок эксплуатации, годы		
				Фактический	Нормативный согласно данным завода-изготовителя	Отклонение от нормативного срока
1	Месторождение X	РВС-1000	1986	34	20	-14
2		РВС-1000	1986	34	20	-14
3		РВС-1000	2016	4	20	16
4	УДНГ Месторождение X	РВС-1000	2019	1	20	19

1.2.6 Анализ технического состояния сосудов, работающих под давлением на месторождении X

В таблице 7 представлены технические характеристики сосудов

работающих под давлением на месторождении X на 01.11.2020 г.

Согласно таблице 7 на ППН месторождения X действуют 4 сосуда, работающих под давлением, 1 из которых со сроком эксплуатации 24 года, 1 со сроком 19 лет, один 7 лет и один новый.

Таблица 7 – Техническая характеристика сосудов, работающих под давлением на месторождении X

№ п/п	Объект установки	Наименование технологического оборудования	Срок эксплуатации, год	Техническое состояние
1	ППН месторождения X	Газосепаратор ГС1-1,6-800-1-Т	7	Удовлетворительное
2		Сепаратор нефтегазовый НГС-1-1, 6-1600-2 №1	24	
3		Нефтегазосепаратор НГС-12,5	0	
4		Отстойник блочный для подготовки нефти ОБН- 3000/6	19	

1.2.7 Описание технологического процесса на СП месторождения X

Технологическая схема СП №4 месторождения X представлена на рисунке 1.

Продукция скважин среднеюрского горизонта в виде газожидкостной смеси по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по однотрубной лучевой системе поступает на групповые замерные установки №4, №5, №6 типа «Спутник А», расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

После замера дебита скважин по жидкости с ГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь обводненностью 82,7 % собирается на сборном пункте нефти в сборные емкости №1, №2 $V = 50 \text{ м}^3$.

Уровень жидкости в емкости №1 поддерживается автоматически при помощи уровнемера ПНП-0,99, который отрегулирован на насосы НБ -50 №1, №2:

- при уровне жидкости 0,76 м - насос включается;
- при уровне жидкости 0,36 м – насос отключается.

Емкость №2 является резервной.

Емкости соединены между собой перепускной линией.

Со сборной емкости №1 и №2 пластовая жидкость подается на прием насоса НБ-50 №1, №2 (1 – насос «рабочий», 1 насос «резервный») и откачивается через счетчик «KROHNE» Ø 80 мм. Счетчик служит для объемного измерения расхода перекачиваемой жидкости.

Пластовая жидкость транспортируется по нефтяному коллектору Ø 159мм

в резервуар №3 на ППН месторождения X для подготовки и получения товарной нефти 1 группы по СТ РК 1347-2005.

Сбор утечек из сальников насосов, из сборных емкостей при аварийных ситуациях производится в дренажную емкость $V=2,0 \text{ м}^3$.

Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется агрегатом в автоцистерну.

1.2.8 Описание технологического процесса на ППН месторождения X

Технологическая схема ППН месторождения X представлена на рисунке 2.

Согласно таблице 8 объем добытой продукции в сутки по месторождению X составляет 1038 м^3 Дебит нефти и воды составляют 130 и 986 тн/сут соответственно. Средняя обводненность равна 84,5 %.

Таблица 8 -Технологический режим на месторождении X на 01.11.2020 г.

Месторождение	Наименование	Количество скважин	Жидкости $\text{м}^3/\text{сут}$	Обводненность %	нефти тн/сут	воды тн/сут	Число дней работы
X	Итого по ШГН	14	253	81	42	226	420
	Итого по электровинтовым скважинам	34	785	88	88	761	1014
	ИТОГО	48	1038	Ср.=84,5	130	986	1434

На ППН месторождения X поступает скважинная продукция месторождения АГЗУ №1, №2, №3 и СП №4.

Технологический процесс сбора и транспортировки пластовой нефти со скважин месторождения X (смотри рисунок 3) производится по внутри промысловому нефтепроводу в следующем порядке:

Продукция скважин среднеюрского горизонта в виде дебита жидкости месторождения X по внутри промысловой системе сбора и транспортирования нефти от однотрубной лучевой системы поступает на 3 групповые замерные установки №3; 5 типа «Спутник А» и АГЗУ №4 типа МЕРА-ММ, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

С АГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на обустроенном сборном пункте СП №4 в буферную емкость №1 $V=50\text{м}^3$ откуда через переток расположенный на высоте Н-170 см газожидкостная смесь поступает в емкость №2 $V=50\text{м}^3$ откуда по мере наполнения откачивается с помощью насосов НБ-50 №1, №2 через узел учета по трубопроводу $\text{Ø}159\text{мм}$ на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2, где далее происходит подготовка нефти.

Из АГЗУ №3 газожидкостная смесь также поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Газожидкостная смесь из АГЗУ №1, №2 с нижнего триасового горизонта поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I ступени НГС-1-1,6-1600-2.

В нефтегазосепараторе НГС- I происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти попутный газ с давлением $3,5 \text{ кгс/см}^2$ по газопроводу подается в газосепаратор №1 ГС-1-2,5-600-1.

С газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 газ направляется в конденсатосборники, откуда используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ и отопления соц. бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора НГС-1 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, с температурой $35-40 \text{ }^\circ\text{C}$ и с работающим давлением $3,5-3,4 \text{ кг/см}^2$ направляется в отстойник ОБН-3000.

С ОБН-3000 потоки нефти разных горизонтов, с $P=1,5 \text{ кгс/см}^2$ поступают на вторую ступень сепарации НГС – II (кустовая станция управления КСУ) для полного отделения газа от нефти (дегазация).

Поток нефтяной жидкости поступает в резервуар №3 $V=1000\text{м}^3$, откуда по перетоку $H=8,2$ заполняет резервуар РВС №2 $V=1000\text{м}^3$ предварительно зачистив от воды. Далее идет процесс повторной деэмульсации.

Попутно-пластовая вода с ОБН-3000 и с резервуара РВС- 1000м^3 №3 сбрасывается на резервуар РВС- 1000м^3 №4, откуда откачивается с помощью кустовой насосной станции (КНС) №1 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный») по мере необходимости и в КНС №2 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный»), насос ГНК-100 (1 насос основной) в систему поддержания пластового давления (ППД) через расходомер воды.

С КНС №1:

- на ВРП-1 (водораспределительный пункт), ГНК-2, ГНК-3 (горизонтальный насосный комплекс);

С КНС №2:

- С резервуара РВС №2 с помощью центробежных насосов ЦНС 38/154, ЦНС 60/132 с давлением $P=3,0 - 4,0 \text{ кгс/см}^2$, нефть откачивается через печи ПТ16/150 №1, №2, подогревается до температуры $55-60^\circ\text{C}$ в РВС- 1000 м^3 №1.

Для обессоливания и обезвоживания нефти добавляется деэмульгатор «Диссолван-V-4795», который подается на прием технологического насоса при процессе деэмульсации.

После отстоя с резервуара №1 вода дренируется на дренажную емкость $V=60\text{м}^3$ и откачивается насосом НБ-125 (9МГР) в резервуар №4 $V=1000\text{м}^3$, с последующей закачкой в систему ППД.

С товарного резервуара каждые 4 часа производится отбор проб нефти для

анализа и контроля подготовки качества продукции.

Подготовленная товарная нефть с товарного РВС №1 с пункта подготовки нефти месторождения X откачивается насосами ЦНС- 180/128 и ЦНС- 180/212 Р=10-12 кгс/см², через массовый расходомер KROHNE Optimass S150 Ø150 мм на нефтесодержащие резервуары РВС №4, №5 V=5000м³ нефтеперекачивающей станции НПС-3, где нефть сдается в КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл».

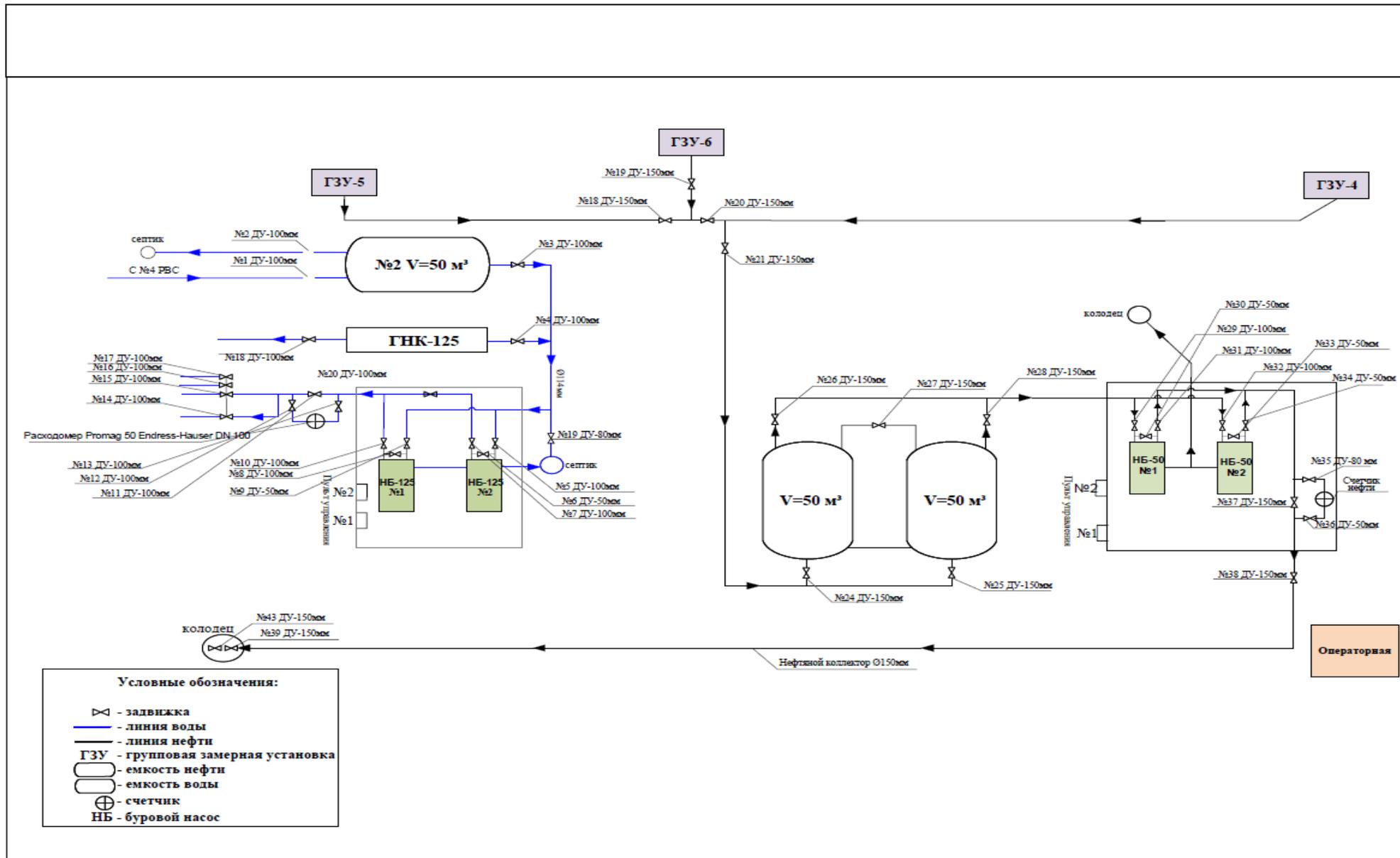


Рисунок 1 — Технологическая схема сбора нефти СП №4 месторождения X

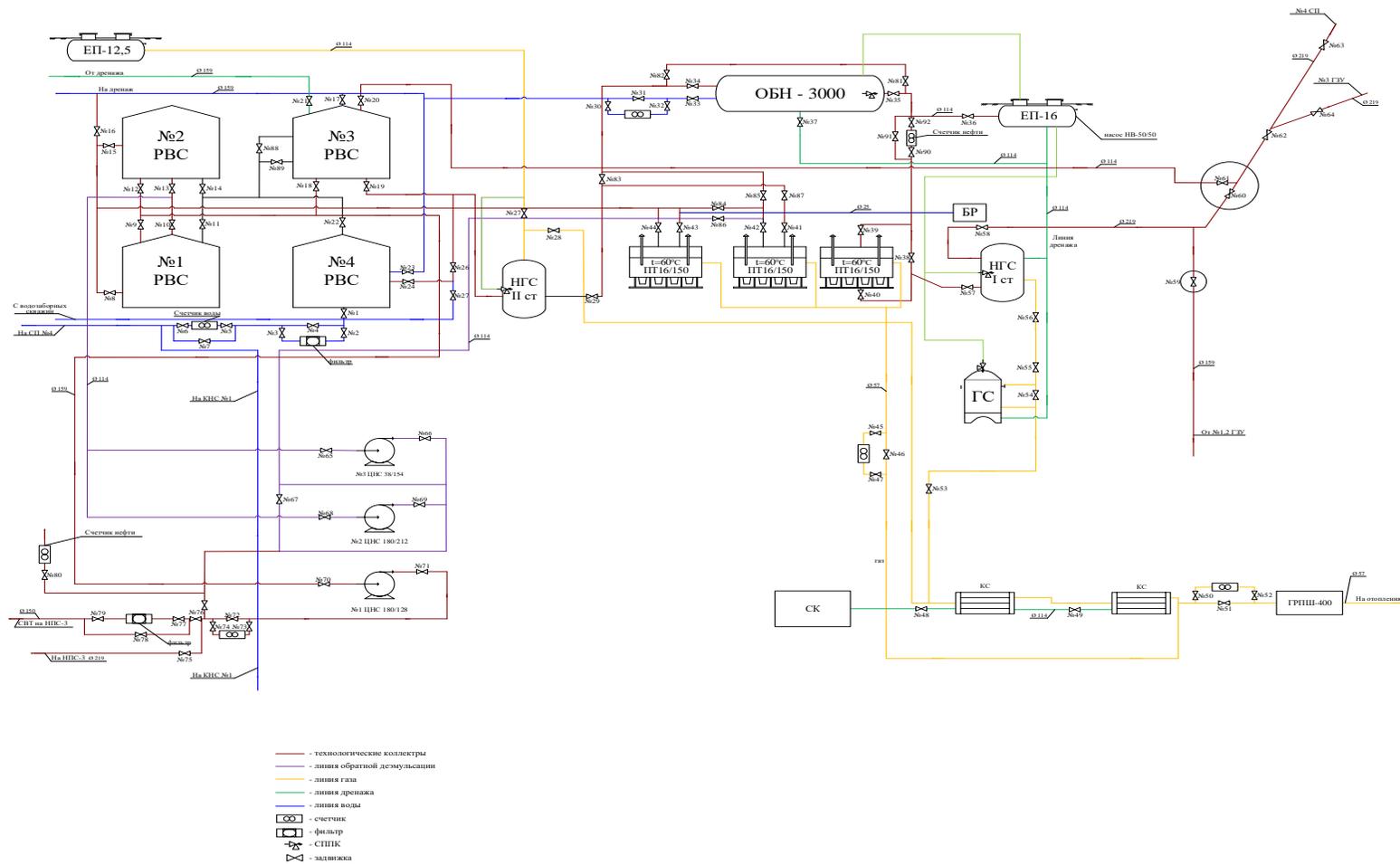


Рисунок 2 – Технологическая схема ППН месторождения X

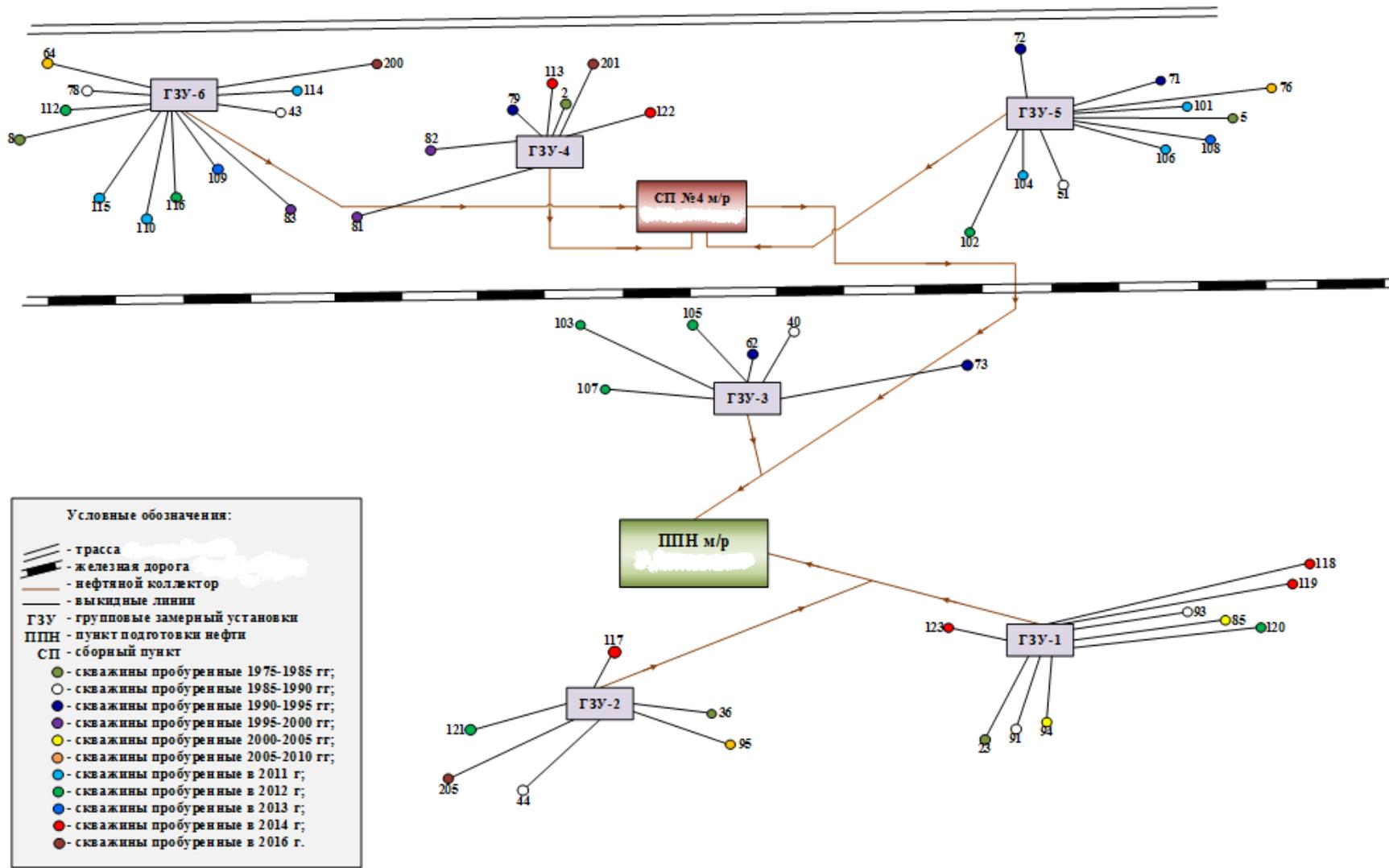


Рисунок 3 — Принципиальная схема система сбора скважинной продукции месторождения X

1.2.9 Анализ текущего состояние наземных объектов системы сбора скважинной продукции на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз»

Подводя итоги по техническому состоянию на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз», значительное количество автоматизированных групповых замерных установок (2 шт. из 6 шт.) на УДНГ месторождения X не соответствуют нормативному сроку эксплуатации. Такая же картина наблюдается с техническим состоянием печей подогрева (1 шт. из 3 шт.). В случае с резервуарами вертикальными стальными, 2 единицы соответствуют нормативному сроку эксплуатации, а остальные 2 имеют обратный характер, то есть не соответствуют нормативному сроку эксплуатации. Что касается сосудов, работающих под давлением (СРД), то 2 единицы СРД соответствуют нормативному сроку эксплуатации, а остальные 2 не соответствуют нормативному сроку эксплуатации по состоянию на 01.11.2020 год.

1.2.10 Анализ соответствия состояния подготовки нефти, газа и воды

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены на основе 55 проб, которые были отобраны из 34 скважин. Из них, по:

- Юго-Восточному крылу 37 проб из 22 скважин.
- Юго-Западному крылу 18 проб из 12 скважин.

По результатам анализов нефть по плотности тяжелая, малосернистая, малопарафинистая, смолистая, высоковязкая.

Всего по месторождению отобрано и изучено 74 пробы растворенного газа в нефти. Из них, по:

- Юго-Восточному крылу 57 проб;
- Юго-Западному крылу 17скважин.

Согласно классификации углеводородных газов, по составу газ месторождения X является жирным, бессернистым, низкоазотным и азотным, низкоуглекислым.

1.2.11 Подготовка товарной нефти

Подготовка нефти до товарной кондиции производится в соответствии качества по СТ РК 1347-2005 [13] (ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» [14]).

Нефть, добываемая, принимаемая и сдаваемая потребителям, должна соответствовать требованиям настоящего стандарта.

Согласно действующего СТ РК 1347-2005, нефть считается кондиционной (товарной), если в ней содержится не более 1% воды и не более 900 мг/л хлористых солей, что соответствует третьей, наихудшей, группе качества. Поэтому перед подачей нефти в магистральный трубопровод ее необходимо подвергнуть специальной обработке, включающей следующие процессы:

- а) удаление из нефти легких углеводородных газов, находящихся в свободном или растворенном состоянии – процесс сепарации;
- б) отделение от нефти воды – процесс обезвоживания нефти;
- в) извлечение из нефти растворенных в ней солей – процесс обессоливания.

В таблице 10 приведены результаты физико-химических исследований товарной нефти месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз».

Нефть ЦППН месторождения X с массовым содержанием серы 0,13% (класс 1), плотностью при температуре 20°C 872,5 кг/м³ (тип 3), концентрацией хлористых солей 62,61 мг/дм³, массовым содержанием воды 0,06% (группа 1), сероводород не обнаружен (вид 0), обозначают «1.3.1.0 СТ РК 1347-2005». Далее для сдачи в Кульсаринское нефтепроводное управление Западного филиала (КНУ ЗФ) АО «КазТрансОйл», нефть транспортируется на нефтеперекачивающую станцию (НПС-3).

1.2.12 Анализ эффективности применяемых химических реагентов

Результаты лабораторных исследований по определению массового содержания воды и концентрации хлористых солей в нефти до и после подачи деэмульгатора представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Содержание воды и концентрация хлористых солей в нефти до и после подачи деэмульгатора Диссолван V-4795 в ППН месторождения X

№ п/п	Дата отбора	Точка отбора	Массовое содержание воды, %	Концентрация хлористых солей, мг/л
До деэмульгатора				
1	29.09.2020	ОБН	71,64	86963,57
2	30.09.2020		42,25	51362,32
После деэмульгатора				
3	29.09.2020	РВС №1	1,6	2360,68
4	01.10.2020		0	23,85

Таблица 10 - Результаты физико-химических исследований товарной нефти

№ п п	Наименование	точка отбора	Плотность при 20°C, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с		Массовое содержание серы, % масс	Массовое содержание воды, % масс	Массовое содержание парафина, % масс	Температура плавления парафина, °C	Температура застывания нефти, °C	Массовое содержание механических примесей, % масс.,	Концентрация хлористых солей, мг/л	Содержание хлорорганических соединений, мкг/гр	Начало кипения, °C	Фракционный состав нефти, % объемных						Давление насыщенных паров при T=37,8 °C, кПа	Массовая доля сероводорода, ppm	Массовая доля метилмеркаптанов, ppm	Массовая доля этилмеркаптанов, ppm
				при 20 C	при 50 C										до 100 °C	до 150 °C	до 200 °C	до 250 °C	Общий выход до 300 °C	Остаток и потери				
1	ЦППН Месторождения Х	PBC-1	0,872 5	57	16,8	0,13	0,06	0,92	54, 1	51	0,0046	62,61	0,108 7	80	2	7	12	1 7	27	7 3	10	0,272	не обн	1,014

2 Специальная часть

2.1 Создание цифровой модели существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции

Система промышленного сбора и транспорта добываемой скважинной продукции месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз» представляет собой совокупность капиталоемких, металлоемких и трудозатратных эксплуатационных объектов, предназначенных для сбора со скважин, индивидуального замера и промышленного транспорта добываемой продукции до цеха подготовки, и перекачки нефти.

На базе «КМГ Инжиниринг» были выполнены гидравлические расчеты в программном комплексе PIPESIM (рисунок 4) с учетом индивидуальных особенностей каждой скважины, а также каждого трубопровода с учетом рельефа местности, температуры окружающей среды, материального исполнения трубопровода, теплопроводности материала, способа прокладки трубопровода, его диаметра, протяженности и шероховатости стенки.

При выполнении расчетов были использованы следующие данные:

- глубина скважины;
- интервал перфорации;
- температура пласта;
- пластовое давление;
- коэффициент продуктивности пласта;
- способ эксплуатации;
- диаметр обсадной колонны;
- диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ);
- диаметр плунжера,
- число качаний;
- длина хода полированного штока;
- диаметр штуцера;
- длина и диаметр наземных трубопроводов;
- толщина стенок трубопроводов;
- материальное исполнение наземных трубопроводов;
- шероховатость трубопроводов;
- способ прокладки трубопровода;
- рельеф местности, перепад высот;
- температура окружающей среды;
- скорость ветра;
- плотность нефти;
- вязкость нефти;
- газовый фактор;
- плотность газа;
- обводненность нефти;

- плотность воды.

Итоговая модель включает в себя, такие расчеты как:

- анализ сети – сеть сбора и транспортировки;
- моделирование скважины;
- подбор оптимального диаметра подземных и надземных труб;
- анализ поведения скважины при снижении пластового/устьевоего давления;
- анализ поведения скважины при изменении фильтрационных характеристик пласта;
- прогноз образования гидратов и парафинов;
- расчет характеристик изоляции;
- расчет моделей скважин, включенных в эту же систему;
- ввод в эксплуатацию новых скважин, трубопроводов;
- прогноз профилей давления и температуры;
- расчет технологического режима скважин – подбор оптимальных диаметров штуцеров, установление оптимальных ограничений (депрессия на пласт, скорости потока, вынос жидкости с забоя).

Согласно ведомственных строительных норм ВСН-51-3-85 [15] и ведомственных норм технологического проектирования ВНТП-3-85 [16] диаметр нефтегазосборных трубопроводов, транспортирующих обводненную продукцию, должен назначаться из условия исключения образования застойных зон водных скоплений. Не допускается проектирование трубопроводов, транспортирующих обводненную нефть со скоростями ниже критических, при которых выделяется слой подстилающей воды. Также, согласно ВНТП-3-85, скорость потока эмульсии в технологических трубопроводах не должна превышать 1 м/с.

2.1.1 Гидравлический расчет системы сбора добываемой продукции месторождения X

По состоянию на 01.11.2020 года к системе сбора месторождения X подключены 6 замерные установки: 1, 2, 3, 4, 5, 6 к которым подключены добывающие скважины. На рисунке 4 представлено фактическое положение добывающих скважин и трубопроводов с привязкой к рельефу местности.

В таблице 11 представлены результаты гидравлического расчета системы сбора. Также в данной таблице представлены значения давления, температуры и скорости потока в начале и в конце трубопровода.

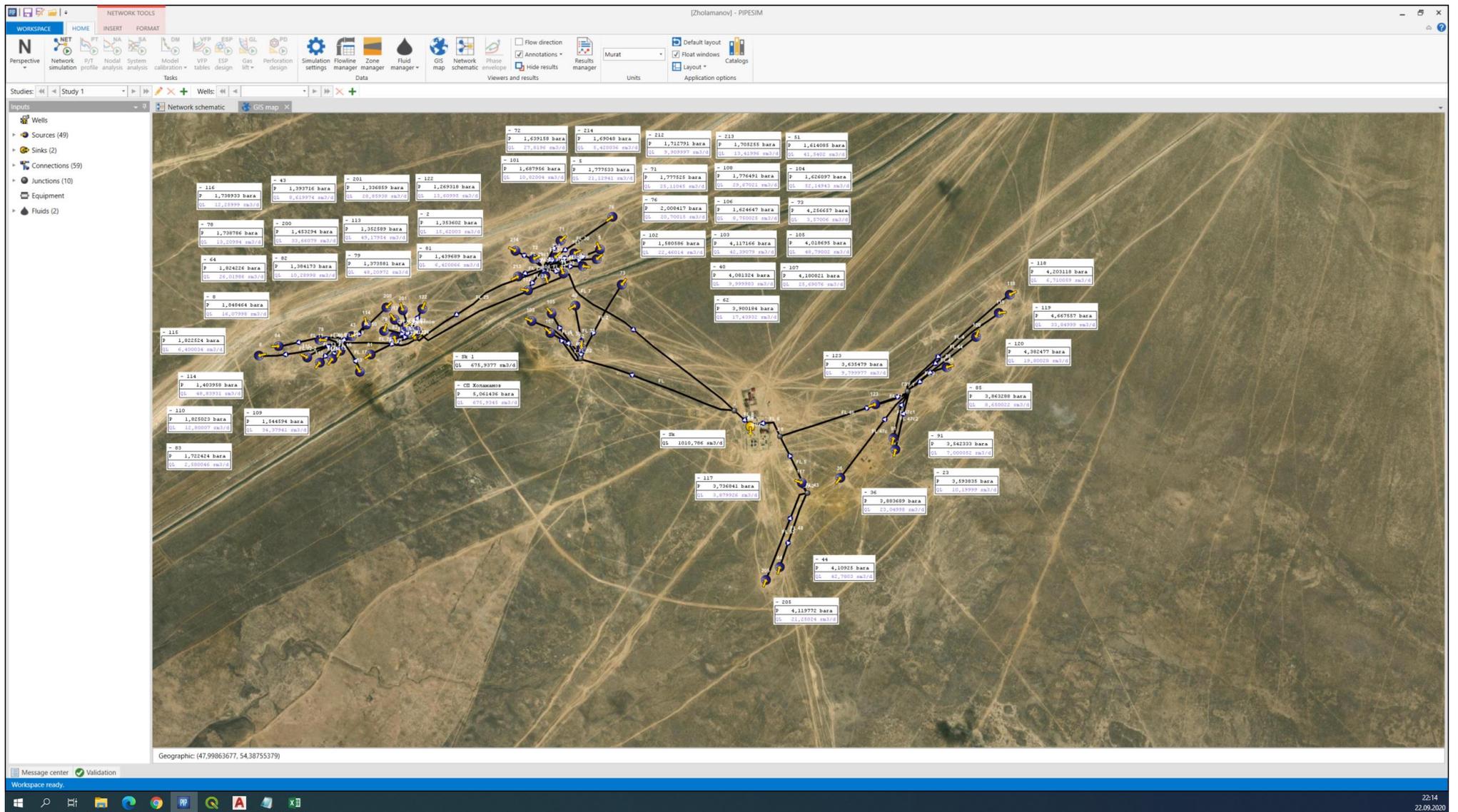


Рисунок 4 – Схема добывающих скважин и трубопроводов с привязкой к рельефу местности месторождения X

Таблица 11 - Результаты гидравлического расчета системы сбора месторождения X

Наименование	Оборудование	Начальная точка возвышенности, м	Конечная точка возвышенности, м	Температура на входе, С	Температура на выходе, С	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Длина трубопровода, м	Скорость потока жидкости, м/с	Скорость потока газа, м/с	Диаметр, мм	Qж, м3/сут	Qг, м3/сут	Qн, м3/сут	Qв, м3/сут
105	FL 39	-3,0	-1,8	25,0	23,5	4,0	3,9	352	0,15	0,48	83	49,0	278,3	5,9	43,0
122	FL 23	0,1	-0,8	25,0	22,2	1,3	1,3	213	0,04	0,28	83	13,6	33,8	0,7	13,0
5	FL 35	0,3	1,9	25,0	20,1	1,8	1,6	385	0,09	0,48	75	21,2	114,6	2,3	18,8
103	FL 1	-4,0	-1,8	25,0	23,0	4,1	3,9	412	0,12	0,55	83	42,5	221,3	4,7	37,8
123	FL 47	2,2	1,2	25,0	20,6	3,6	3,7	226	0,02	0,03	100	9,8	22,9	0,2	9,6
23	FL 47с2	3,0	1,2	25,0	16,3	3,6	3,7	376	0,02	0,09	98	10,2	71,5	0,6	9,6
101	FL 34	1,2	1,9	25,0	21,0	1,7	1,6	224	0,05	0,39	83	10,9	160,3	3,3	7,6
J 8_J 9	FL 6	0,2	-0,6	17,0	16,7	3,6	3,6	237	0,36	1,15	143	187,3	3584,7	31,0	156,3
51	FL 31	3,5	1,9	25,0	24,0	1,6	1,6	132	0,22	0,61	75	41,7	184,9	3,8	37,9
76	FL 30	-1,3	1,9	25,0	20,5	2,0	1,6	533	0,06	0,35	83	20,8	71,2	1,5	19,3
J_J 9	FL 8	0,1	-0,6	17,7	17,6	3,6	3,6	127	1,14	0,37	143	824,7	885,3	104,1	720,6
J_ГЗУ 3	FL	-1,8	0,1	22,5	20,2	3,9	3,6	998	0,16	0,59	143	148,3	1060,4	22,5	125,8
78	FL 10	-3,9	-2,1	25,0	23,2	1,7	1,5	131	0,20	0,10	83	13,2	65,2	1,3	11,9
79	FL 18	-1,0	-0,8	25,0	24,3	1,4	1,3	167	0,18	0,54	83	48,3	143,6	2,9	45,4
120	FL 45	-4,7	1,2	25,0	19,9	4,4	3,7	543	0,03	0,21	100	19,8	45,9	0,4	19,4
72	FL 29	2,6	1,9	25,0	24,1	1,6	1,6	80	0,11	0,41	75	27,9	82,5	1,7	26,2
118	FL 4	-9,8	1,2	25,0	8,8	4,2	3,7	882	0,02	0,17	100	6,8	288,4	2,5	4,2
81	FL 22	-2,6	-0,8	25,0	18,1	1,4	1,3	280	0,02	0,16	83	6,4	44,6	0,9	5,5
ГЗУ 2_J 8	FL 5	-2,8	0,2	19,6	17,8	3,7	3,6	386	0,10	0,91	143	68,2	2352,4	20,4	47,8
212	FL 37с	0,9	1,9	25,0	21,1	1,7	1,6	109	0,08	0,45	75	10,0	195,7	4,0	6,0
109	FL 16	-3,1	-2,1	25,0	24,6	1,5	1,5	67	0,10	0,87	83	34,5	136,2	2,8	31,7
200	FL 50	-1,0	-2,1	25,0	22,9	1,5	1,5	371	0,11	0,43	83	33,8	100,1	2,0	31,7
114	FL 9	0,3	-2,1	25,0	24,1	1,4	1,5	205	0,37	0,43	83	49,0	193,9	3,9	45,0
64	FL 11	-6,6	-2,1	25,0	21,9	1,8	1,5	419	0,10	0,40	83	26,1	141,1	2,9	23,2
83	FL 17	-4,2	-2,1	25,0	13,3	1,7	1,5	237	0,01	0,14	83	2,6	12,7	0,3	2,3
36	FL 47с	0,2	1,2	25,0	17,3	3,9	3,7	686	0,04	0,14	98	23,1	26,9	0,2	22,9
ГЗУ 6_J 33	FL 28	-2,1	-1,4	22,7	22,0	1,5	1,3	479	0,34	0,91	143	215,3	977,6	19,9	195,4
J 8_ГЗУ 1	FL 46	1,2	0,2	18,3	16,6	3,7	3,6	839	0,14	0,61	143	119,2	1228,3	10,6	108,6

Продолжение таблицы 11

8	FL 12-2	-6,2	-2,1	25,0	17,6	1,9	1,5	510	0,07	0,33	75	16,1	87,1	1,8	14,3
108	FL 36	1,5	1,9	25,0	22,7	1,8	1,6	351	0,11	0,42	83	29,8	131,7	2,7	27,1
117	FL 43	-1,8	-2,8	25,0	20,9	3,7	3,7	80	0,01	0,09	100	3,9	86,0	0,7	3,1
73	FL 2	-5,5	-1,8	25,0	9,1	4,3	3,9	526	0,01	0,12	83	3,6	50,7	1,1	2,5
71	FL 37	0,5	1,9	25,0	23,4	1,8	1,6	207	0,08	0,37	83	25,2	99,1	2,0	23,2
110	FL 14	-6,2	-2,1	25,0	22,4	1,8	1,5	185	0,04	0,25	83	12,8	69,4	1,4	11,4
СП месторожд. X	FL 7	-8,7	0,1	18,0	17,1	5,1	3,6	2382	0,49	0,00	143	676,3	0,0	81,3	595,0
2	FL 19	-1,5	-0,8	25,0	23,6	1,4	1,3	78	0,08	0,37	75	15,7	93,1	1,9	13,8
СП-4	FL 24	-1,4	0,0	22,2	22,2	1,3	1,2	48	1,62	3,23	143	677,4	4004,3	81,1	596,2
107	FL 40	-5,5	-1,8	25,0	22,6	4,2	3,9	281	0,09	0,38	83	25,8	267,9	5,7	20,1
115	FL 13	-5,9	-2,1	25,0	19,1	1,8	1,5	227	0,02	0,16	83	6,4	50,5	1,0	5,4
91	FL 47с1	3,4	1,2	25,0	14,7	3,5	3,7	312	0,02	0,01	98	7,0	8,2	0,1	6,9
205	FL 53	-9,6	-2,8	25,0	17,1	4,1	3,7	619	0,19	0,48	75	21,4	518,8	4,5	16,8
40	FL 38	-2,9	-1,8	25,0	17,1	4,1	3,9	335	0,03	0,49	75	10,0	57,0	1,2	8,8
106	FL 33	2,7	1,9	25,0	19,8	1,6	1,6	258	0,04	0,23	83	8,8	90,9	1,9	6,9
J 33_ГЗУ 4	FL 27	-0,8	-1,4	23,6	23,5	1,3	1,3	48	0,58	0,52	143	172,6	719,8	14,6	158,0
116	FL 15	-5,2	-2,1	25,0	23,1	1,7	1,5	123	0,03	0,84	83	12,3	84,7	1,7	10,6
214	FL 29с1	2,3	1,9	25,0	15,0	1,7	1,6	206	0,05	0,30	75	5,5	131,2	2,7	2,8
43	FL 49	-0,7	-2,1	25,0	23,1	1,4	1,5	88	0,04	0,11	83	8,6	34,2	0,7	7,9
62	FL 52	-1,8	-1,8	25,0	24,1	3,9	3,9	73	0,06	0,30	83	17,5	182,7	3,9	13,6
82	FL 20	-1,8	-0,8	25,0	23,2	1,4	1,3	100	0,04	0,22	83	10,3	51,1	1,0	9,3
213	FL 29с	3,1	1,9	25,0	19,8	1,7	1,6	168	0,14	0,76	75	13,5	357,8	7,3	6,2
104	FL 55	2,9	1,9	25,0	24,7	1,6	1,6	61	0,47	0,79	83	52,3	438,3	8,9	43,4
102	FL 32	4,4	1,9	25,0	23,4	1,6	1,6	175	0,12	0,54	83	22,5	233,4	4,8	17,8
113	FL 21	-1,1	-0,8	25,0	24,4	1,4	1,3	150	0,32	0,48	83	49,3	195,4	4,0	45,3
119	FL 44	-8,0	1,2	25,0	20,6	4,7	3,7	755	0,05	0,62	100	33,9	156,5	1,4	32,6
85	FL 3	-2,5	1,2	25,0	16,2	3,9	3,7	295	0,05	0,33	100	8,7	604,9	5,3	3,5
44	FL 48	-9,6	-2,8	25,0	20,8	4,1	3,7	494	0,49	1,49	75	43,1	1740,9	15,2	27,9
ГЗУ 5_ J 33	FL 25	1,9	-1,4	22,8	21,6	1,6	1,3	921	0,67	1,52	143	289,6	2292,8	46,7	242,9
201	FL 51	-1,1	-0,8	25,0	23,2	1,3	1,3	178	0,17	0,58	75	28,9	157,7	3,2	25,7

2.2 Обоснование мероприятий по оптимизации существующей технологической схемы системы сбора, транспорта и подготовки с учетом увеличения объемов добычи скважинной продукции

Как видно из представленных данных (таблица 11), среднесуточная добыча жидкости по месторождению X составляет 1010,8 м³, по нефти – 134 м³. Также отмечается наличие низкодебитных скважин и скважин с очень низкими скоростями потока.

В целом, по системе сбора на участках наблюдаются одни и те же проблемы, это очень низкие скорости потока жидкости в трубопроводах от скважин до ГЗУ(ЗУ), в результате этого в трубопроводе создается режим расслоенного течения фаз. На участках нефтепровода с низкими геодезическими отметками происходит постепенное накопление водной фазы. На этих участках начинается процесс образования и накопления осадков сульфида железа, механических примесей, неорганических солей. Это приводит к тому, что под слоем осадков начинается интенсивный рост сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), продукты жизнедеятельности которых многократно ускоряют коррозионное разрушение трубопровода, что приводит, в конечном счете, к серьезной аварии, связанной с разливом больших объемов нефти. В процессе эксплуатации внутрискважинного и наземного оборудования месторождения, выявляются такие виды осложнений, как: коррозия скважинного и наземного оборудования, загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин, увеличение обводнённости продукции скважин, а также учитывая физико-химический состав добываемой продукции, возможно парафиноотложение.

Все это приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

В то же время, по результатам уточнения геологического строения месторождения согласно новым данным предполагается прирост геологических запасов по всему месторождению. В связи с этим, с целью наиболее рациональной разработки эксплуатационных объектов и наиболее полной выработки запасов, возникла необходимость проведения комплексного анализа текущего состояния месторождения X и рассмотрения вариантов по повышению эффективности существующих систем сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа.

Настоящая работа составлена вследствие уточнения фактических показателей разработки месторождения от проектных, поэтому согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» [5], спрогнозированы основные проектные показатели разработки с учетом увеличения объемов добычи нефти.

2.3 Характеристики основных показателей разработки месторождения с учетом увеличения объемов добычи

2.3.1 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Методика по расчету уровней добычи нефти и жидкости при бизнес-планировании в добывающих активах АО НК «КазМунайГаз».

Прогноз технологических показателей разработки эксплуатационных объектов осуществлен на основе методики по расчету уровней добычи нефти и жидкости при бизнес-планировании в добывающих активах АО НК «КазМунайГаз» (автор Р.У. Айсин).

Описание методики.

Методика основана на отдельном расчёте базовой добычи нефти, отдельном расчёте добычи нефти от геолого-технических мероприятий в разрезе по видам, и на отдельном расчёте добычи нефти за счёт ввода новых скважин.

2.3.2 Расчёт динамики технологических показателей по добыче нефти, жидкости и газа месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз»

Согласно вышеописанной методологии, были произведены расчеты по 2025 год с учётом Бизнес-плана АО «Эмбамунайгаз» на 2021-2025гг. (таблица 12), т.е. по месторождению X показатели полностью соответствуют утверждённому Бизнес-плану.

По месторождению X:

- технологические показатели по месторождению на 01.11.2020 г.;
- фонд добывающих скважин – 48 единиц;
- фонд нагнетательных скважин – 20 единиц;
- накопленная добыча нефти с начала разработки – 1770,5 тыс.тг.;
- накопленная добыча жидкости с начала разработки – 4800,3 тыс.тг.

Таблица 12 - Прогнозные технологические показатели по месторождению

X

Годы	Добыча нефти, тыс.тонн		КИН, доли ед.	Добыча жидкости, тыс.тонн		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м ³	
	годовая	накопленная		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2020	45.25	1826.05	0.237	343.6	5232.3	63.57	2.4	99.5
2021	45.75	1871.8	0.243	378.8	5611.1	65.32	2.38	101.88
2022	46.35	1918.15	0.249	442	6053.1	67.2	2.41	104.29
2023	43.89	1962.04	0.255	482.4	6535.5	69.04	2.28	106.57
2024	41.25	2003.29	0.26	536.3	7071.8	70.9	2.14	108,71
2025	38.77	2042.06	0.266	594.1	7665.9	72.73	2.02	110.73

2.4 Создание цифровой модели существующей системы сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции с учетом увеличения объемов добычи нефти и газа

В разработанной гидравлической модели системы сбора были выполнены гидравлические расчеты вариантов оптимизации системы сбора, после чего вновь анализировалась трубопроводная система.

2.4.1 Гидравлический расчет вариантов оптимизации системы сбора добываемой продукции месторождения X

Для оптимизации системы сбора месторождения X были рассмотрены и рассчитаны в гидравлической модели 2 варианта.

1. Демонтаж СП-4 и переход в закрытую систему;
2. Демонтаж СП-4 и применение мультифазного насоса вместо сборного пункта и переподключение ГЗУ-3.

Ниже на рисунках 6, 7, 8 представлены принципиальная схема существующего сборного пункта СП-4 месторождения X до модернизации, а также принципиальные схемы двух вариантов оптимизации сборного пункта СП-4 месторождения X. На рисунках 9, 10 и в таблицах 13, 14, 15 представлены цифровые модели и результаты гидравлических расчетов в программном комплексе PIPESIM с учетом рекомендаций по повышению эффективности системы наземной инфраструктуры месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз».

Анализируя результаты таблицы 15, можно определить, что при 1 варианте устьевые давления добывающих скважин увеличены, что отрицательно сказывается на производительности скважин.

Повышенное устьевое давление приводит к уменьшению динамического уровня жидкости в скважине (рисунок 5), к ускоренному износу оборудования для механизированной добычи и к ограничению объемов добычи нефти в малодебитных скважинах.

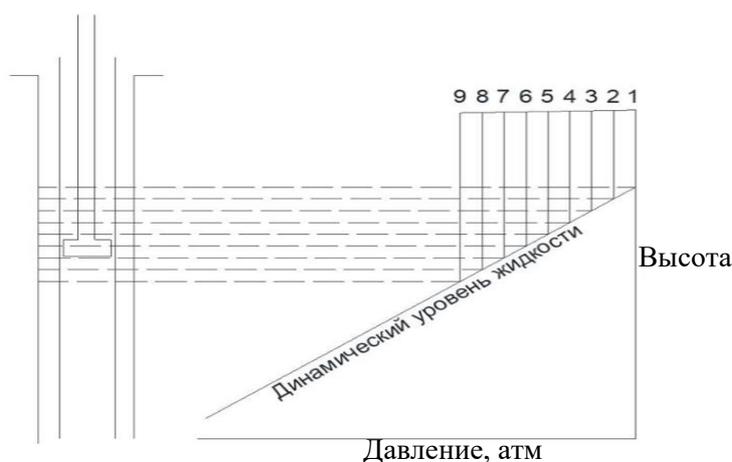


Рисунок 5 — График зависимости динамического уровня жидкости от устьевого давления

Использование технологии мультифазных насосов позволяет добиться ряда преимуществ в отрасли нефтедобычи. В их числе возможность уменьшения давления, которое сосредоточено на устье скважины. Это способствует увеличению производительности скважины, отдаче всей нефти на месторождении, уменьшению нагрузочных воздействий на скважинные насосы с заметным увеличением срока их возможной эксплуатации. Вышеназванный перечень достоинств данной технологии следует пополнить и продлением срока рентабельности при выработке месторождений, а также снижением отрицательных влияний на экологическую обстановку в связи с увеличением эффективности процессов добычи газа и нефти, уменьшением воздействующей нагрузки на поток, меньшим количеством составляющих компонентов технологического оборудования и, соответственно, снижением общих затрат. Также достигается снижение уровня шума и уменьшение потребляемой энергии на площадке скважины.

Исходя из этого, для оптимизации системы сбора добываемой продукции месторождения X рекомендуется принять 2 вариант гидравлической модели.

2.4.2 Описание рекомендуемого технологического процесса сборного пункта месторождения X.

Согласно рекомендуемого наиболее эффективного 2 варианта оптимизации существующей системы сбора добываемой продукции месторождения X, планируется установка мультифазного насоса и демонтаж СП-4. Через мультифазный насос будет перекачиваться вместе с нефтяной эмульсией и попутный газ. Существующая схема подготовки СП-4 не рассчитана на подготовку нефти с попутным газом, для этого необходимо произвести оптимизацию сборного пункта. Предлагаемая технологическая схема представляет из себя следующее.

Газожидкостная смесь с ГЗУ №3, №4, №5, №6 поступает в двухвинтовой мультифазный насос (при необходимости можно установить резервный насос). Насосы данного типа могут иметь конструкционное исполнение с рабочей камерой двойного действия, что позволяет избежать возникновения осевых усилий. Для достижения минимальных вибрационных характеристик в рабочем диапазоне насоса передача крутящего момента между винтами пары может осуществляться с помощью шестеренчатой передачи. Это даёт возможность мультифазным двухвинтовым насосам перекачивать нефтяные продукты, имеющие высокий показатель газового фактора и высокую степень загрязнения, а также сырую нефть с низкой характеристикой плотности.

Двухвинтовые мультифазные насосы полностью автономные, исключают утечки, так как все торцевые уплотнения подвергаются только давлению всасывания, что и продлевает эксплуатационный срок их службы. Возможность перекачивания газа вместе с поступающей из скважины нефтью в больших объёмах значительно снижает выхлоп парниковых газов в воздух. Технология

перекачки при использовании мультифазных винтовых насосов способствует исключению сжигания газа в факелах, обуславливающих значительное тепловое загрязнение.

Далее нефть транспортируется на ППН месторождения X для дальнейшей подготовки до товарной кондиции.

Существующая принципиальная схема сборного пункта 4 месторождения X

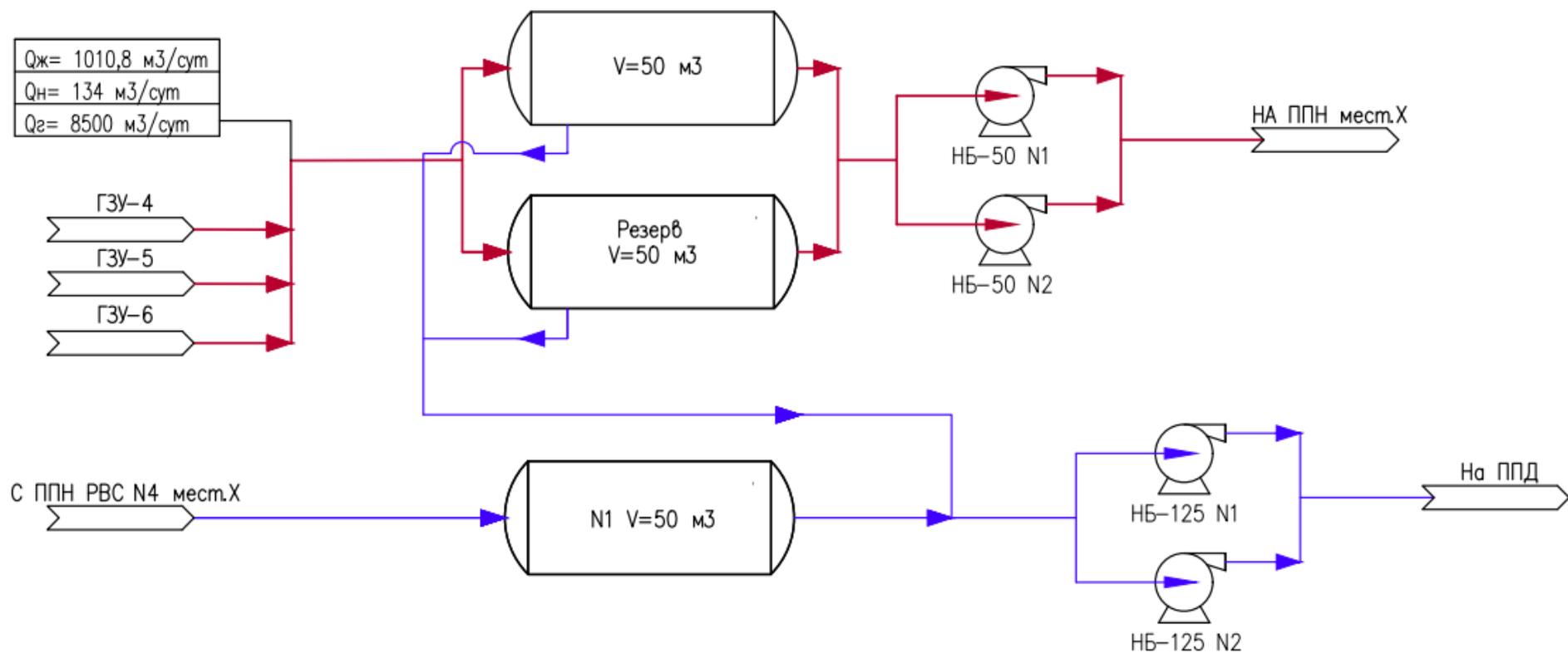


Рисунок 6 — Принципиальная схема существующего сборного пункта СП-4 месторождения X

Рекомендуемая принципиальная схема сборного пункта 4 месторождения X Вариант-1 Демонтаж СП-4 и переход в закрытую систему

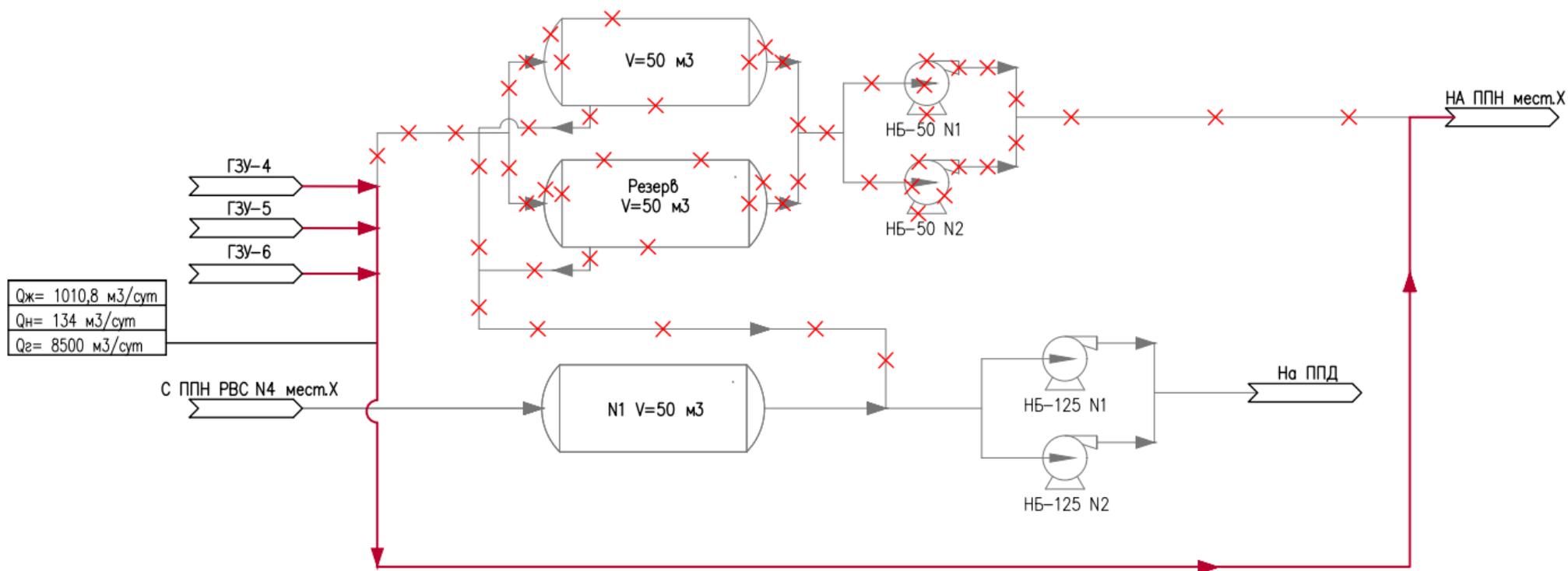


Рисунок 7 — Принципиальная схема рекомендуемого 1 варианта оптимизации сборного пункта СП-4 месторождения X

Рекомендуемая принципиальная схема сборного пункта 4 месторождения X Вариант-2 Демонтаж СП-4 и применение мультифазного насоса

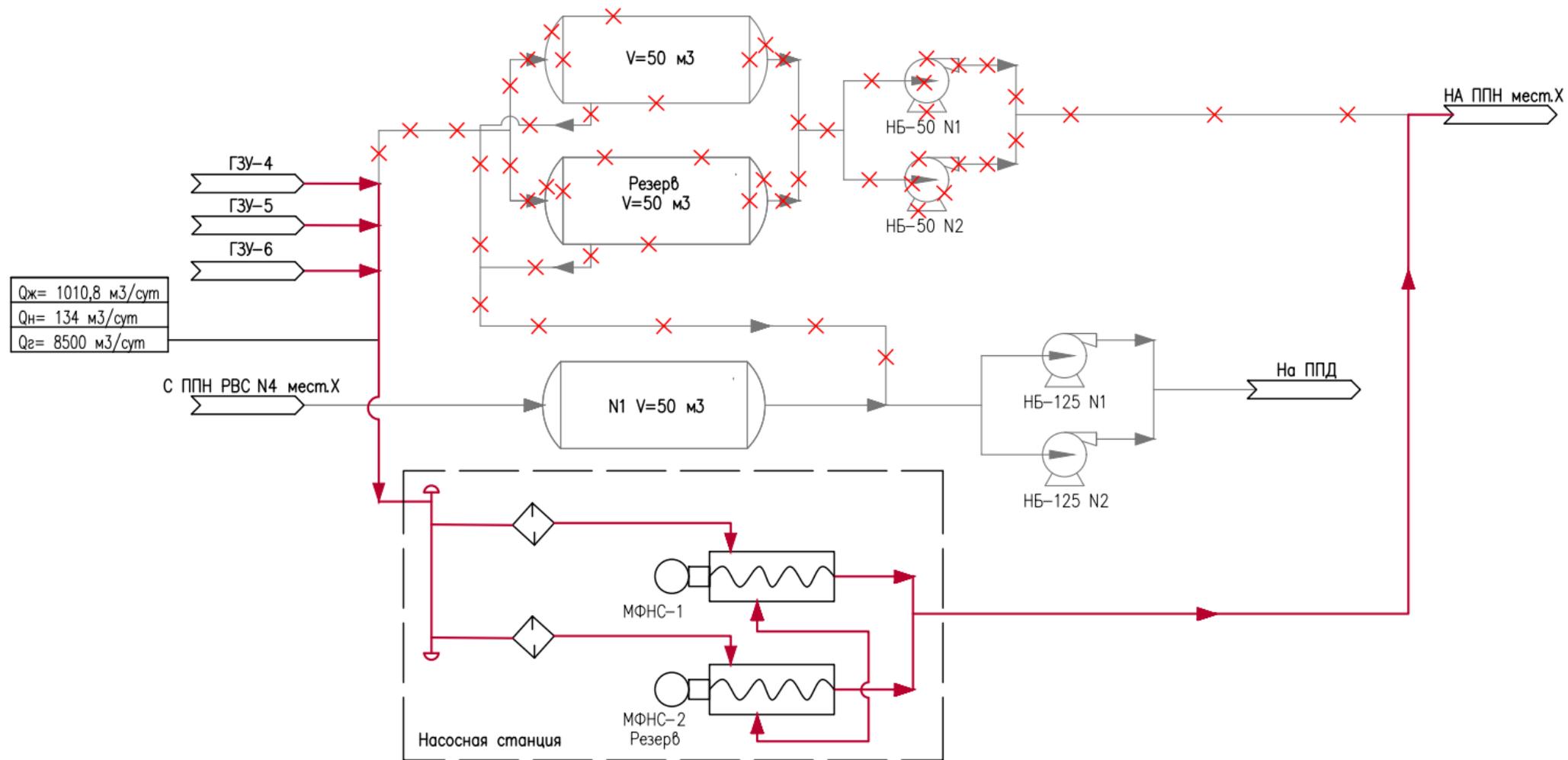


Рисунок 8 — Принципиальная схема рекомендуемого 2 варианта оптимизации сборного пункта СП-4 месторождения X

1 вариант

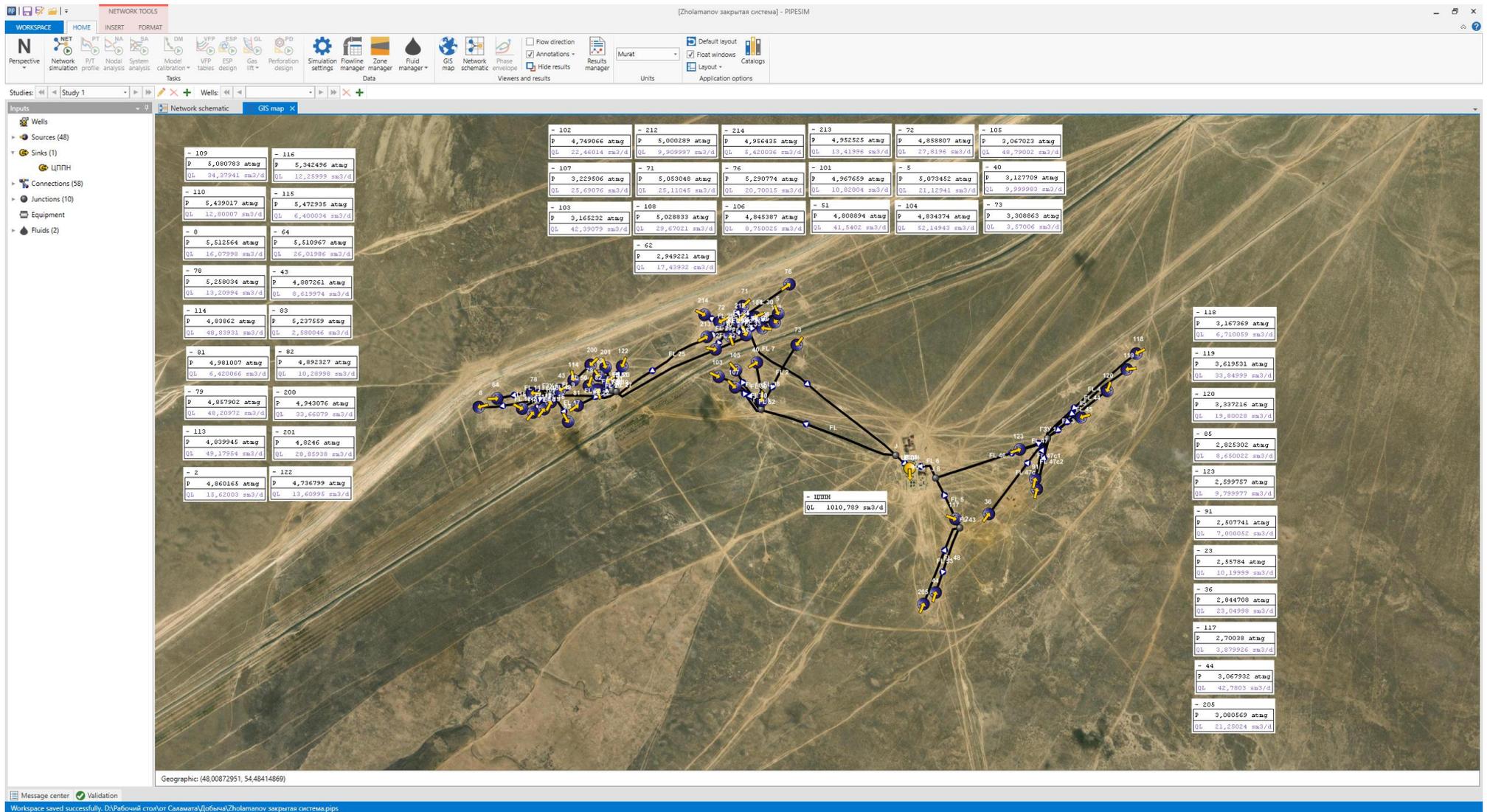


Рисунок 9 — Цифровая модель демонтажа СП-4 и переход в закрытую систему на месторождении X

Таблица 13 - Гидравлические расчеты 1 варианта в программном комплексе PIPESIM

Наименование	Оборудование	Начальная точка возвышенности, м	Конечная точка возвышенности, м	Температура на входе, С	Температура на выходе, С	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Длина трубопровода, м	Скорость потока жидкости на входе, м/с	Скорость потока газа на входе, м/с	Диаметр, мм	Qж, м3/сут	Qг, м3/сут	Qн, м3/сут	Qв, м3/сут
78	FL 10	-12,6	-10,8	25,0	23,1	5,3	5,0	131	0,08	0,03	83	13	60	1	12
8	FL 12-2	-14,9	-10,8	25,0	17,2	5,5	5,0	510	0,05	0,40	75	16	80	2	14
119	FL 44	-8,0	1,2	25,0	20,6	3,6	2,7	755	0,05	0,62	100	34	157	1	33
113	FL 21	-9,8	-9,6	25,0	24,3	4,8	4,8	150	0,17	0,18	83	49	181	4	45
J 8_J 9	FL 6	0,2	-0,6	17,0	16,7	2,6	2,5	237	0,36	1,15	143	187	3584	31	156
102	FL 32	-4,3	-6,8	25,0	23,3	4,7	4,9	175	0,06	0,37	83	23	217	5	18
36	FL 47с	0,2	1,2	25,0	17,3	2,8	2,7	686	0,04	0,14	98	23	27	0	23
116	FL 15	-13,9	-10,8	25,0	23,0	5,3	5,0	123	0,03	0,35	83	12	78	2	11
213	FL 29с	-5,6	-6,8	25,0	19,8	5,0	4,9	168	0,07	0,32	75	14	333	7	6
123	FL 47	2,2	1,2	25,0	20,6	2,6	2,7	226	0,02	0,03	100	10	23	0	10
107	FL 40	-5,5	-1,8	25,0	22,6	3,2	2,9	281	0,09	0,38	83	26	267	6	20
91	FL 47с1	3,4	1,2	25,0	14,7	2,5	2,7	312	0,02	0,01	98	7	8	0	7
72	FL 29	-6,1	-6,8	25,0	24,1	4,9	4,9	80	0,08	0,37	75	28	77	2	26
J_J 9	FL 8	0,1	-0,6	20,8	20,7	2,7	2,5	127	1,77	1,46	143	826	4912	104	722
110	FL 14	-14,9	-10,8	25,0	22,2	5,4	5,0	185	0,03	0,28	83	13	64	1	11
71	FL 37	-8,2	-6,8	25,0	23,3	5,1	4,9	207	0,06	0,39	83	25	92	2	23
103	FL 1	-4,0	-1,8	25,0	23,0	3,2	2,9	412	0,11	0,55	83	43	221	5	38
73	FL 2	-5,5	-1,8	25,0	9,1	3,3	2,9	526	0,01	0,12	83	4	51	1	3
114	FL 9	-8,4	-10,8	25,0	24,1	4,8	5,0	205	0,19	0,15	83	49	180	4	45
118	FL 4	-9,8	1,2	25,0	8,8	3,2	2,7	882	0,02	0,17	100	7	288	3	4
+62	FL 52	-1,8	-1,8	25,0	24,1	2,9	2,9	73	0,06	0,30	83	18	182	4	14
ГЗУ 6_J 33	FL 28	-10,8	-10,1	22,6	21,8	5,0	4,8	479	0,18	0,70	143	215	905	20	195
J_ГЗУ 3	FL	-1,8	0,1	22,5	20,2	2,9	2,7	998	0,16	0,59	143	148	1059	23	126
108	FL 36	-7,2	-6,8	25,0	22,6	5,0	4,9	351	0,07	0,48	83	30	123	3	27
ГЗУ 2_J 8	FL 5	-2,8	0,2	19,6	17,8	2,7	2,6	386	0,10	0,91	143	68	2352	20	48

Продолжение таблицы 13

101	FL 34	-7,5	-6,8	25,0	20,8	5,0	4,9	224	0,03	0,41	83	11	149	3	8
2	FL 19	-10,2	-9,6	25,0	23,5	4,9	4,8	78	0,04	0,48	75	16	86	2	14
51	FL 31	-5,2	-6,8	25,0	24,0	4,8	4,9	132	0,13	0,51	75	42	172	4	38
200	FL 50	-9,7	-10,8	25,0	22,8	4,9	5,0	371	0,08	0,37	83	34	93	2	32
83	FL 17	-12,9	-10,8	25,0	12,8	5,2	5,0	237	0,01	0,05	83	3	12	0	2
117	FL 43	-1,8	-2,8	25,0	20,9	2,7	2,7	80	0,01	0,09	100	4	86	1	3
J 33_J	FL 7	-10,1	0,1	22,1	20,9	4,8	2,6	2382	1,26	0,75	143	678	3709	82	596
J 33 ГЗУ 4	FL 27	-9,6	-10,1	23,5	23,4	4,8	4,8	48	0,25	0,16	143	173	667	15	158
76	FL 30	-10,1	-6,8	25,0	20,3	5,3	4,9	533	0,05	0,28	83	21	66	1	19
81	FL 22	-11,3	-9,6	25,0	17,7	5,0	4,8	280	0,01	0,20	83	6	41	1	6
205	FL 53	-9,6	-2,8	25,0	17,1	3,1	2,7	619	0,19	0,48	75	21	519	5	17
64	FL 11	-15,3	-10,8	25,0	21,8	5,5	5,0	419	0,06	0,49	83	26	130	3	23
ГЗУ 5_J 33	FL 25	-6,8	-10,1	22,7	21,5	4,9	4,8	921	0,33	0,70	143	290	2133	47	243
79	FL 18	-9,7	-9,6	25,0	24,3	4,9	4,8	167	0,12	0,43	83	48	133	3	45
105	FL 39	-3,0	-1,8	25,0	23,5	3,1	2,9	352	0,15	0,48	83	49	278	6	43
J 8_ГЗУ 1	FL 46	1,2	0,2	18,3	16,6	2,7	2,6	839	0,14	0,61	143	119	1228	11	109
109	FL 16	-11,8	-10,8	25,0	24,6	5,1	5,0	67	0,08	0,49	83	34	126	3	32
5	FL 35	-8,4	-6,8	25,0	19,8	5,1	4,9	385	0,06	0,53	75	21	107	2	19
82	FL 20	-10,6	-9,6	25,0	23,1	4,9	4,8	100	0,02	0,23	83	10	47	1	9
214	FL 29c1	-6,4	-6,8	25,0	14,6	5,0	4,9	206	0,02	0,16	75	5	122	3	3
212	FL 37c	-7,8	-6,8	25,0	21,0	5,0	4,9	109	0,04	0,24	75	10	182	4	6
115	FL 13	-14,6	-10,8	25,0	18,7	5,5	5,0	227	0,01	0,20	83	6	47	1	5
120	FL 45	-4,7	1,2	25,0	19,9	3,3	2,7	543	0,03	0,21	100	20	46	0	19
201	FL 51	-9,8	-9,6	25,0	23,0	4,8	4,8	178	0,09	0,56	75	29	146	3	26
122	FL 23	-8,6	-9,6	25,0	22,1	4,7	4,8	213	0,03	0,16	83	14	31	1	13
43	FL 49	-9,5	-10,8	25,0	23,0	4,9	5,0	88	0,03	0,03	83	9	32	1	8
40	FL 38	-2,9	-1,8	25,0	17,1	3,1	2,9	335	0,03	0,48	75	10	57	1	9
106	FL 33	-6,0	-6,8	25,0	19,6	4,8	4,9	258	0,02	0,41	83	9	85	2	7
44	FL 48	-9,6	-2,8	25,0	20,8	3,1	2,7	494	0,49	1,49	75	43	1741	15	28
23	FL 47c2	3,0	1,2	25,0	16,3	2,6	2,7	376	0,02	0,09	98	10	72	1	10
104	FL 55	-5,8	-6,8	25,0	24,7	4,8	4,9	61	0,23	0,29	83	52	408	9	43
85	FL 3	-2,5	1,2	25,0	16,2	2,8	2,7	295	0,05	0,33	100	9	605	16	3

2 вариант

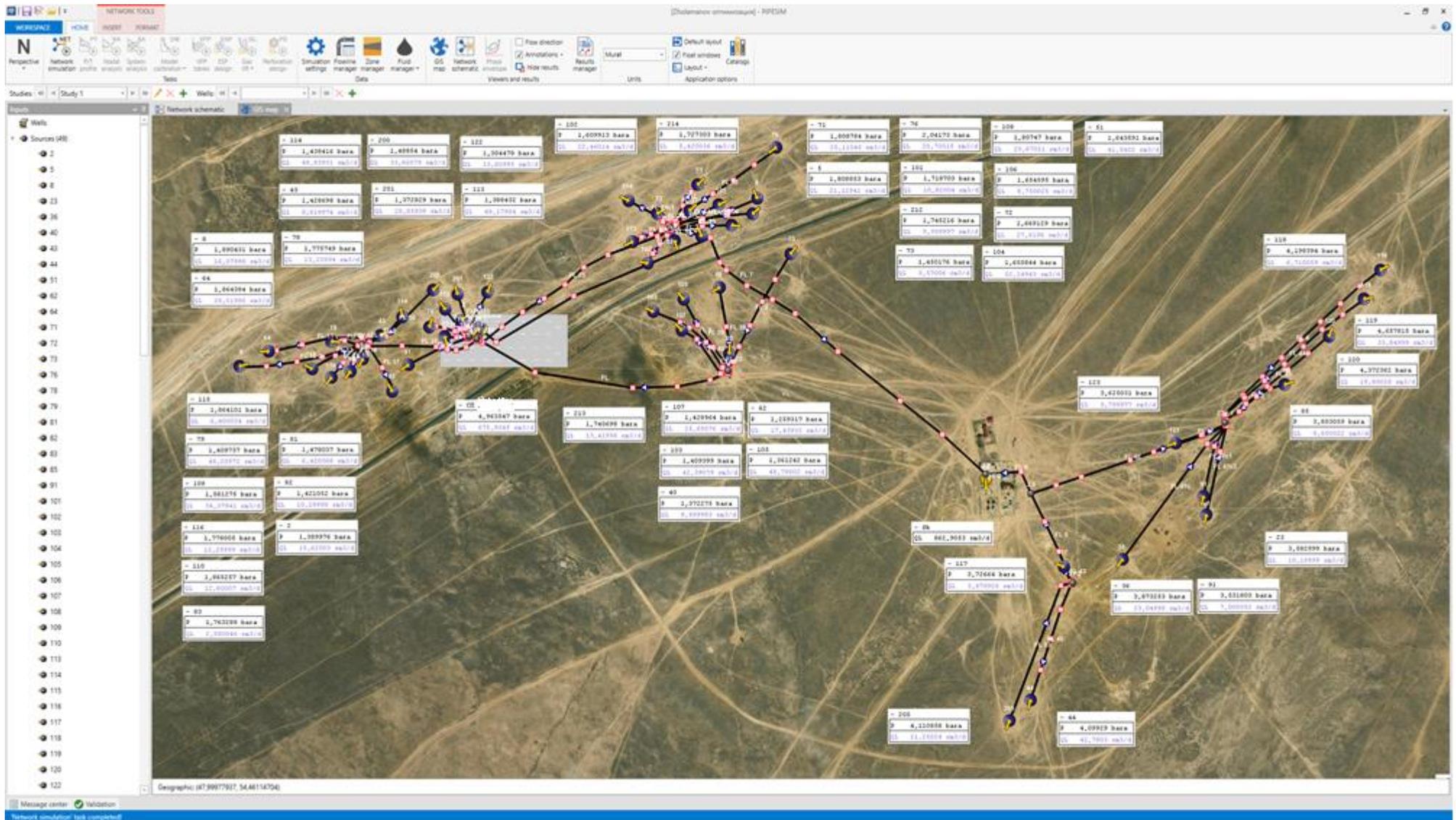


Рисунок 10 — Цифровая модель демонтажа СП-4 и применения мультифазного насоса вместо сборного пункта и переключении ГЗУ-3 на месторождении X

Таблица 14 - Гидравлические расчеты 2 варианта в программном комплексе PIPESIM

Наименование	Оборудование	Начальная точка возвышенности, м	Конечная точка возвышенности, м	Температура на входе, С	Температура на выходе, С	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Длина трубопровода, м	Скорость потока жидкости на входе, м/с	Скорость потока газа на входе, м/с	Диаметр, мм	Qж, м3/сут	Qг, м3/сут	Qн, м3/сут	Qв, м3/сут
36	FL 47с	0,2	1,2	25,0	17,3	3,9	3,7	686	0,04	0,14	98	23,1	26,9	0,2	22,9
213	FL 29с	3,1	1,9	25,0	19,8	1,7	1,7	168	0,14	0,75	75	13,5	357,6	7,3	6,2
201	FL 51	-1,1	-0,8	25,0	23,2	1,4	1,3	178	0,17	0,57	75	28,9	157,6	3,2	25,7
205	FL 53	-9,6	-2,8	25,0	17,1	4,1	3,7	619	0,19	0,48	75	21,4	518,8	4,5	16,8
40	FL 38	5,8	6,9	25,0	17,6	1,4	1,3	335	0,05	0,26	75	10,0	59,6	1,2	8,8
43	FL 49	-0,7	-2,1	25,0	23,1	1,4	1,5	88	0,04	0,11	83	8,6	34,2	0,7	7,9
ГЗУ 6_J 33	FL 28	-2,1	-1,4	22,7	22,0	1,5	1,4	479	0,34	0,90	143	215,3	977,1	19,9	195,4
82	FL 20	-1,8	-0,8	25,0	23,2	1,4	1,3	100	0,04	0,22	83	10,3	51,0	1,0	9,3
8	FL 12-2	-6,2	-2,1	25,0	17,6	1,9	1,5	510	0,07	0,32	75	16,1	87,1	1,8	14,3
81	FL 22	-2,6	-0,8	25,0	18,1	1,5	1,3	280	0,02	0,16	83	6,4	44,5	0,9	5,5
103	FL 1	4,7	6,9	25,0	23,0	1,4	1,3	412	0,19	0,71	83	42,5	231,4	4,7	37,8
214	FL 29с1	2,3	1,9	25,0	15,0	1,7	1,7	206	0,05	0,30	75	5,5	131,1	2,7	2,8
115	FL 13	-5,9	-2,1	25,0	19,1	1,9	1,5	227	0,02	0,16	83	6,4	50,4	1,0	5,4
J 8_ГЗУ 1	FL 46	1,2	0,2	18,3	16,6	3,7	3,6	839	0,14	0,62	143	119,2	1228,4	10,6	108,6
ГЗУ 2_J 8	FL 5	-2,8	0,2	19,6	17,8	3,7	3,6	386	0,10	0,91	143	68,2	2352,6	20,4	47,8
85	FL 3	-2,5	1,2	25,0	16,2	3,9	3,7	295	0,05	0,33	100	8,7	605,0	5,3	3,5
5	FL 35	0,3	1,9	25,0	20,1	1,8	1,7	385	0,09	0,48	75	21,2	114,6	2,3	18,8
79	FL 18	-1,0	-0,8	25,0	24,3	1,4	1,3	167	0,18	0,53	83	48,3	143,5	2,9	45,4
ГЗУ 5_J 33	FL 25	1,9	-1,4	22,8	21,6	1,7	1,4	921	0,66	1,50	143	289,6	2291,6	46,7	242,9
44	FL 48	-9,6	-2,8	25,0	20,8	4,1	3,7	494	0,49	1,50	75	43,1	1741,1	15,2	27,9
J 33_ГЗУ 4	FL 27	-0,8	0,0	23,6	17,0	1,3	3,5	29	0,57	0,51	143	172,6	719,3	14,6	158,0
СП месторожд. X	FL 7	-8,7	-0,6	18,0	17,0	5,0	3,6	2508	0,49	0,00	143	676,3	0,0	85,3	590,9
71	FL 37	0,5	1,9	25,0	23,4	1,8	1,7	207	0,08	0,37	83	25,2	99,0	2,0	23,2
122	FL 23	0,1	-0,8	25,0	22,2	1,3	1,3	213	0,04	0,29	83	13,6	33,8	0,7	13,0
72	FL 29	2,6	1,9	25,0	24,1	1,7	1,7	80	0,11	0,41	75	27,9	82,5	1,7	26,2
123	FL 47	2,2	1,2	25,0	20,6	3,6	3,7	226	0,02	0,03	100	9,8	22,9	0,2	9,6
113	FL 21	-1,1	-0,8	25,0	24,4	1,4	1,3	150	0,31	0,47	83	49,3	195,3	4,0	45,3

Продолжение таблицы 14

51	FL 31	3,5	1,9	25,0	24,0	1,6	1,7	132	0,22	0,60	75	41,7	184,8	3,8	37,9
23	FL 47c2	3,0	1,2	25,0	16,3	3,6	3,7	376	0,02	0,09	98	10,2	71,5	0,6	9,6
105	FL 39	5,7	6,9	25,0	23,5	1,4	1,3	352	0,27	0,78	83	48,9	290,7	5,9	43,0
109	FL 16	-3,1	-2,1	25,0	24,6	1,6	1,5	67	0,09	0,88	83	34,5	136,1	2,8	31,7
78	FL 10	-3,9	-2,1	25,0	23,2	1,8	1,5	131	0,20	0,10	83	13,2	65,2	1,3	11,9
64	FL 11	-6,6	-2,1	25,0	21,9	1,9	1,5	419	0,10	0,40	83	26,1	141,0	2,9	23,2
120	FL 45	-4,7	1,2	25,0	19,9	4,4	3,7	543	0,03	0,21	100	19,8	45,9	0,4	19,4
73	FL 2	3,2	6,9	25,0	9,5	1,5	1,3	526	0,02	0,14	83	3,6	53,1	1,1	2,5
91	FL 47c1	3,4	1,2	25,0	14,7	3,5	3,7	312	0,02	0,01	98	7,0	8,2	0,1	6,9
107	FL 40	3,2	6,9	25,0	22,7	1,4	1,3	281	0,16	0,67	83	25,8	280,3	5,7	20,1
102	FL 32	4,4	1,9	25,0	23,4	1,6	1,7	175	0,12	0,53	83	22,5	233,3	4,8	17,8
76	FL 30	-1,3	1,9	25,0	20,5	2,0	1,7	533	0,06	0,35	83	20,8	71,2	1,5	19,3
119	FL 44	-8,0	1,2	25,0	20,6	4,7	3,7	755	0,05	0,62	100	33,9	156,6	1,4	32,6
101	FL 34	1,2	1,9	25,0	21,0	1,7	1,7	224	0,05	0,38	83	10,9	160,3	3,3	7,6
118	FL 4	-9,8	1,2	25,0	8,8	4,2	3,7	882	0,02	0,18	100	6,8	288,4	2,5	4,2
108	FL 36	1,5	1,9	25,0	22,7	1,8	1,7	351	0,10	0,42	83	29,8	131,6	2,7	27,1
2	FL 19	-1,5	-0,8	25,0	23,6	1,4	1,3	78	0,08	0,37	75	15,7	93,0	1,9	13,8
110	FL 14	-6,2	-2,1	25,0	22,4	1,9	1,5	185	0,04	0,25	83	12,8	69,3	1,4	11,4
83	FL 17	-4,2	-2,1	25,0	13,3	1,8	1,5	237	0,01	0,15	83	2,6	12,7	0,3	2,3
114	FL 9	0,3	-2,1	25,0	24,1	1,4	1,5	205	0,36	0,42	83	49,0	193,8	3,9	45,0
116	FL 15	-5,2	-2,1	25,0	23,1	1,8	1,5	123	0,03	0,87	83	12,3	84,7	1,7	10,6
200	FL 50	-1,0	-2,1	25,0	22,9	1,5	1,5	371	0,11	0,43	83	33,8	100,1	2,0	31,7
212	FL 37c	0,9	1,9	25,0	21,0	1,7	1,7	109	0,08	0,44	75	10,0	195,6	4,0	6,0
Sk 1	FL 24	-1,4	0,0	21,9	21,8	1,4	1,2	48	2,01	3,98	143	825,5	5107,9	103,5	722,0
106	FL 33	2,7	1,9	25,0	19,8	1,7	1,7	258	0,04	0,23	83	8,8	90,8	1,9	6,9
104	FL 55	2,9	1,9	25,0	24,7	1,7	1,7	61	0,46	0,78	83	52,3	438,1	8,9	43,4
J 8_J 9	FL 6	0,2	-0,6	17,0	16,7	3,6	3,6	237	0,36	1,16	143	187,3	3585,0	31,0	156,3
117	FL 43	-1,8	-2,8	25,0	20,9	3,7	3,7	80	0,01	0,09	100	3,9	86,0	0,7	3,1
ГЗУ 3_J 33	FL	6,9	-1,4	22,6	20,2	1,3	1,4	1072	0,30	1,02	143	148,2	1107,9	22,4	125,8
62	FL 52	6,9	6,9	25,0	24,1	1,3	1,3	73	0,11	0,52	83	17,5	190,8	3,9	13,6

Таблица 15 - Сравнение устьевых давлений добывающих скважин на месторождении X при разных вариантах

№ скв	Горизонт	Qж, м3	Qн, т/сут	Обв, %	Давление на устье добывающих скважин, атм			
					Исходные данные	При текущем состоянии	Демонтаж СП-4 и переход в закрытую систему	Демонтаж СП-4 и установка МФНС
2	J-V,J-IV	15,6	1,8	87	0,7	1,4	4,9	1,4
5	J-III	21,1	2,3	88	1,4	1,8	5,1	1,8
8	J-V	16,1	1,7	88	1,5	1,9	5,5	1,9
23	T	10,2	0,0	100	0	3,6	2,6	3,6
36	T-IT-I-VII	23,1	0,2	99	4	3,9	2,8	3,9
40	J-III	0,0	0,0	0	0,2	4,1	3,1	1,4
43	J-III	8,6	0,7	91	1,1	1,4	4,9	1,4
44	T-II	42,8	14,9	58	5	4,1	3,1	4,1
51	J-III,J-II	41,5	3,6	90	0,2	1,6	4,8	1,6
62	J-I,J-III	17,4	3,8	76	4,4	3,9	2,9	1,3
64	J-V,J-VI	26,0	3,0	87	2,2	1,8	5,5	1,9
71	J-I-II-III	25,1	2,1	91	1,5	1,8	5,1	1,8
72	J-III	27,8	1,6	94	1	1,6	4,9	1,7
73	J-I	3,6	1,1	67	4,5	4,3	3,3	1,5
76	J-III	20,7	1,4	92	1,7	2	5,3	2
78	J-V,J-IV	13,2	1,4	88	1,3	1,7	5,3	1,8
79	J-VI	48,2	3,0	93	0,9	1,4	4,9	1,4
81	J-I,Ne A,J-III	6,4	0,9	84	1,6	1,4	5	1,5
82	J-II	10,3	1,0	89	0,9	1,4	4,9	1,4
83	J-I,J-III,J-II	2,6	0,3	89	1,5	1,7	5,2	1,8
85	T-II,T-IV,T-I	8,7	5,2	27	0,2	3,9	2,8	3,9
91	T-IT-I-VII	7,0	0,1	99	0,4	3,5	2,5	3,5
101	J-III	10,8	3,3	66	0,2	1,7	5	1,7
102	J-IV	22,5	4,7	76	1,4	1,6	4,7	1,6

Продолжение таблицы 15

103	J-III,J-IV	42,4	4,8	87	4	4,1	3,2	1,4
104	J-IV	52,2	8,7	81	1,2	1,6	4,8	1,7
105	J-III,J-IV	48,8	5,7	87	0,8	4	3,1	1,4
106	J-III	8,8	1,8	77	0	1,6	4,8	1,7
107	J-III	25,7	5,6	76	4	4,2	3,2	1,4
108	J-III	29,7	2,7	90	1,5	1,8	5	1,8
109	J-V	34,4	2,8	91	1,1	1,5	5,1	1,6
110	J-III	12,8	1,4	88	1,5	1,8	5,4	1,9
113	J-V	49,2	3,9	91	0,9	1,4	4,8	1,4
114	J-VI	48,8	3,7	91	1,2	1,4	4,8	1,4
115	J-III	6,4	1,1	82	1,6	1,8	5,5	1,9
116	J-III	12,3	1,7	84	1,5	1,7	5,3	1,8
117	T-V	3,9	0,7	78	3,6	3,7	2,7	3,7
118	T-II	6,7	2,5	55	5	4,2	3,2	4,2
119	T-V	33,9	1,5	95	4	4,7	3,6	4,7
120	T-II,T-III	19,8	0,5	97	3,8	4,4	3,3	4,4
122	J-V,J-VI	13,6	0,7	94	0,8	1,3	4,7	1,3
123	T-VI,T-VII,T-V	9,8	0,2	97	3	3,6	2,6	3,6
200	J-VII	33,7	2,1	93	1,6	1,5	4,9	1,5
201	J-VII	28,9	3,1	88	1,7	1,3	4,8	1,4
205	T-VII	21,3	4,4	75	3,8	4,1	3,1	4,1
212	J-IV	9,9	4,0	54	0,3	1,7	5	1,7
213	J-IV	13,4	7,2	39	0	1,7	5	1,7
214	J-IV	5,4	2,7	45	1,2	1,7	5	1,7

3 Экономическая часть

В данном разделе приводится предварительная оценка оптимизации сборного пункта нефти СП-4 месторождения X по 2 вариантам в сравнении с текущим оборудованием.

При сравнительной оценке эффективности оптимизации сборного пункта нефти месторождения X были использованы укрупненные показатели затрат на:

- капитальный ремонт оборудования;
- сервисное обслуживание оборудования;
- амортизацию оборудования;
- фонд оплаты труда (ФОТ);
- электроэнергию.

Экономическая оценка проведена в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и общепринятой мировой практикой.

Конечной целью экономической оценки рекомендуемых вариантов оптимизации существующей системы сбора нефти является выбор наилучшего варианта, обеспечивающего целесообразность дальнейшего промышленного освоения проектируемого объекта и наибольшую эффективность нефтедобычи.

Сравнительная стоимость затрат на оборудование и экономия затрат по вариантам оптимизации сборного пункта нефти СП-4 месторождения X представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение вариантов по экономическим показателям для СП-4 месторождения X

№ п/п	Наименование	Ед-ца изм.	Сущ.	Вариант-1	Вариант-2
1	Капитальные затраты (CAPEX)	млн.тг.	96,1	824,819	1 506,393
2	Операционные затраты (ОРЕХ)	млн.тг/год	123,1	19,2	78,4
	- капитальный ремонт зданий и	млн.тг/год	0	0	0
	- кап. ремонт механических и электрических оборудования*	млн.тг/год	9,3	0	0
	- фонд заработной платы	млн.тг/год	38,4	19,2	38,4
	- расходы на сервисное обслуживание мех. и эл. оборудования (КУ)	млн.тг/год	38,3	0	35,7
	- расходы на электроэнергию, транспорт, хим. реагенты и др	млн.тг/год	34,4	0,00	4,3
	- расходы на запасные части оборудования КИПиА	млн.тг/год	2,7	0,00	0,00
3	Численность персонала	чел.	8	4	8
4	Энергетическое потребление:	кВтч/год	856 822	0	227 760
5	Стоимость 1 кВт	тенге/кВт	18,7	18,7	18,7
6	Потребление хим. реагента (деэмульгатор Недр-1)	тн/год	12,976	12,976	12,976
7	Стоимость деэмульгатора	тенге/тн	2 099 809	2 099 809	2 099 809
8	Экономия по операционным затратам (ОРЕХ)	млн. тнг. в год		123,1-19,2 = 103,9	123,1-78,4 = 44,7

Примечание: *-в расчёт принималась стоимость ремонта насоса НБ-125-раз в 3 года, РВС-раз в 5 лет, печи - раз в 3 года.

Главными преимуществами варианта 1 являются:

- максимальная герметизация системы сбора, уменьшение потерь легких углеводородов;

- наибольшее сокращение количества оборудования: Снижение операционных затрат на объектах: сокращение расходов на ремонт, обслуживание, электроэнергию, упрощение обслуживания объектов, сокращение производственных рисков;

- наибольшее сокращение численности обслуживающего персонала, фонда заработной платы;

Недостатками варианта 1 являются:

- высокая затратность на этапе демонтажа;

- увеличение устьевых давлений добывающих скважин, вследствие чего понижается производительность добычи нефти и увеличиваются затраты на

замену и ремонт из-за преждевременного выхода из строя дорогостоящего оборудования;

- нагрузки на оборудование ППН, на существующий нефтепровод до ППН (пульсации).

Главными преимуществами варианта 2 совместной перекачки нефти, газа и воды с помощью МФНС являются:

- максимальная герметизация системы сбора, уменьшение потерь легких углеводородов, улучшение экологической ситуации;

- наибольшее сокращение количества оборудования: Снижение операционных затрат на объектах: сокращение расходов на ремонт, обслуживание, электроэнергию, упрощение обслуживания объектов, сокращение производственных рисков;

- наибольшее сокращение численности обслуживающего персонала, фонда заработной платы;

- возможность уменьшения устьевого давления;

- улучшение пожаробезопасности объектов.

Недостатками варианта 2 совместной перекачки газожидкостного потока до ППН с установкой мультифазных насосов являются:

- высокая затратность на этапе строительства: высокая стоимость МФНС высокого качества (двухвинтовых насосов немецкого производства);

- сложности, связанные с эксплуатацией МФНС в условиях высокого газосодержания перекачиваемого потока. Необходимость установки системы защиты насосной установки МФНС;

- нагрузки на оборудование ППН, на существующий нефтепровод до ППН (пульсации).

Рассмотрев оба варианта оптимизации сборного пункта, сравнив варианты по технико-экономическим показателям, текущую ситуацию на объекте, взвесив все преимущества и недостатки каждого из вариантов - наиболее целесообразным вариантом оптимизации является – вариант 2 – Установка мультифазной насосной установки. Также стоимость строительства мультифазной насосной станции не значительно превышает стоимость другого варианта, а по пожаро-взрывобезопасности более безопасен.

Вариант 2 полностью обеспечивает и закрывает все проблемные вопросы, присутствующие на существующем месторождении X, удовлетворяет всем требованиям согласно техническому заданию и в перспективе является экономически целесообразным решением.

Согласно экономическому анализу по сравнению вариантов для улучшения сбора и транспортировки нефти и газа на месторождении X приоритетным и окупаемым выявлено строительство мультифазной насосной станции – вариант 2.

4 Экологичность и безопасность

4.1 Охрана недр и окружающей природной среды

Экологический мониторинг по охране недр и окружающей природной среды на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз» выполняется на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №212-III от 09.01.2007г. [2];
- Приказ Министра охраны окружающей среды РК №204-п от 28.06.2007г. «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации» [10].

4.1.1 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации об эмиссии загрязняющих веществ, о возможных изменениях воздействия месторождения X на качество воздушной среды и включает в себя технические, технологические и организованные природоохранные мероприятия, строгое выполнение которых приведет к минимизации воздействия намечаемой деятельности на окружающую природную среду.

Принимаемые меры на месторождении X по снижению вредного воздействия нефтедобывающего объекта оказываются достаточными, по расчетным показателям загрязнения воздушного бассейна при нормальном режиме работ, так как обеспечивают санитарные требования к качеству воздуха.

4.1.2 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Мониторинг водных объектов – часть системы мониторинга окружающей природной среды, включающая:

- регулярные наблюдения за состоянием водных объектов, количественные и качественные показатели сточных и подземных вод;
- оценку и прогнозирование изменений состояния водных объектов, качественных показателей подземных вод.

Анализ проведенного экологического мониторинга подземных вод показал, что превышение нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) на месторождении X не наблюдалось.

4.1.3 Радиационная обстановка

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных

элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Радиационная безопасность обеспечивается согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» [12].

Результаты радиационного мониторинга действующих нефтяных скважин месторождения X свидетельствуют о радиационной однородности исследуемых конструкций нефтегазовых объектов, так же территории, где находятся эти объекты. Радиоактивных аномалий, обусловленных природным или техногенным радиоактивным загрязнением, не обнаружено.

4.2 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия

В соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан №14 от 16.01.2009г «Общие требования к пожарной безопасности» [7], данное производство отнесено к категории «А», а санитарная характеристика – к категории «Г». По взрывоопасности основные технологические участки производства отнесены к классу «В-1Г» и «В-1а» по ПУЭ РК [11].

Основные опасные источники неблагоприятного воздействия на организм человека – это оборудование и аппараты, содержащие нефть, газ, нефтепродукты в любом качестве, т.е. практически весь технологический процесс сопряжен с вероятностью наступления неблагоприятного воздействия на человека.

Высокие давления в трубопроводах, работа оборудования с применением открытого огня (например, печи подогрева), испарение газов и нефти, применение сложного технологического оборудования с вращающимися механизмами и пр. обуславливает необходимость проведения работ со строгим соблюдением правил безопасности и промышленной санитарии.

Для всего персонала необходимо периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности и сдача экзаменов по технике безопасности, а так же постоянное напоминание всему рабочему персоналу о необходимости соблюдения правил безопасности.

Температура наружных поверхностей оборудования и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуры самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, быть не более 45°С внутри помещений и 60°С на наружных установках.

Подвижные части оборудования выполняются в закрытом исполнении с ограждающими устройствами.

Технологические установки оборудуются противопожарными системами, пенными, газовыми и водяными в соответствии с ВНТПЗ-85 и противопожарной

автоматикой по СНиП РК 2.02-15-2003 [18], в т.ч. зарубежного производства. В каждой смене необходимо назначить сотрудника, ответственного за противопожарную безопасность. Помещения, сооружения и рабочие места обеспечиваются дневным и электрическим освещением в соответствии с СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение» [17].

Должное внимание необходимо уделять регистрирующей документации, где содержатся сведения обо всех технологических процессах.

Одним из таких документов является «Журнал учета промывочной жидкости при бурении скважин». В этом журнале ведется четырехчасовой учет плотности бурового раствора.

Кроме собственно технологически необходимых журналов, на участках (объектах) предприятия следует обязательно вести «Журнал проверки состояния техники безопасности».

На предприятии должен быть разработан и утвержден в соответствующем порядке «План ликвидации возможных аварий», в котором с учетом специфических условий должны предусматриваться оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидаций аварийных ситуаций.

До начала работ лица, принятые на работу, в обязательном порядке проходят организуемое работодателем предварительное обучение с последующим обязательным проведением проверки знаний по вопросам безопасности и охраны труда. Работники, не прошедшие предварительного обучения, инструктирования и проверки знаний по вопросам безопасности и охраны труда, к работе не допускаются. Предприятие должно обеспечивать работника за счет собственных средств спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов в установленные сроки их носки и осуществлять контроль за применением по назначению индивидуальных и коллективных средств защиты, спецодежды.

Для профилактики и собственно безопасного ведения работ первостепенное значение имеет вводный, текущий и внеочередной инструктаж работающего персонала.

Выводы

По результатам проведенного комплексного анализа текущего состояния наземной инфраструктуры системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз», с целью повышения эффективности системы сбора и подготовки скважинной продукции сделаны нижеследующие выводы и даны соответствующие рекомендации:

а) Результаты мониторинговых исследований показали, что месторождение X не оказывает существенного отрицательного воздействия на окружающую среду при соблюдении всех природоохранных мероприятий;

б) Система сбора продукции скважин, подготовка и транспортировка сырья до пункта сдачи работает в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла, при этом 45% наземного оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции, не соответствуют нормативному сроку эксплуатации;

в) Проведены лабораторные исследования физико-химических свойств нефти и газа месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз». По результатам анализов нефть по плотности тяжелая, малосернистая, малопарафинистая, смолистая, высоковязкая. Согласно классификации углеводородных газов, по составу газ месторождения X является жирным, бессернистым, низкоазотным и азотным, низкоуглекислым;

г) Проведены лабораторные исследования по определению массового содержания воды и концентрации хлористых солей в нефти до и после подачи деэмульгатора. Рекомендуются текущие деэмульгаторы по месторождению X на более эффективные не менять. Необходимо провести научно-исследовательские работы для рассмотрения новых технологических решений по определению эффективных точек ввода химреагента и оптимизации расходов деэмульгаторов;

д) Создана цифровая модель существующей системы сбора месторождения в программном комплексе PIPESIM;

е) Выполнены гидравлические расчеты по существующим параметрам в построенной модели системы сбора месторождения X НГДУ «Кайнармунайгаз»;

ж) При гидравлическом расчете, учитывая фактическую добычу по месторождению в сточных и осевых коллекторах не выявлены повышенные скорости потока (до 1 м/с);

и) Многие трубопроводы выработали свой ресурс, необходимо предусмотреть замену данных трубопроводов во избежание порывов и обеспечения герметичного сбора и транспорта добываемой продукции;

к) Произведены расчеты прогнозной добычи по 2025 год с учётом Бизнес-плана АО «Эмбаунайгаз» на 2021-2025 гг.;

л) Предложены изменения в технологической схеме подготовки нефти на месторождении X НГДУ «Кайнармунайгаз»;

м) Для оптимизации системы сбора месторождения X были рассмотрены и рассчитаны в гидравлической модели 2 варианта:

1) 1 вариант: демонтаж СП-4 и переход в закрытую систему;

2) 2 вариант: демонтаж СП-4 и применение мультифазного насоса вместо сборного пункта и переподключение ГЗУ-3.

Для оптимизации системы сбора добываемой продукции месторождения X рекомендовано принять 2 вариант гидравлической модели, как наиболее эффективный.

Данная дипломная работа имеет практическую значимость, вследствие чего может использоваться в нефтяной сфере для Казахстана.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017г. № 125-VI «О недрах и недропользовании».
- 2 «Экологический кодекс РК» №212-III от 09.01.2007г. (с изменениями и дополнениями от 02.01.2021г.).
- 3 Правительство РК Закон РК «О недрах и недропользовании» от 24.06.2010г. №291-IV.
- 4 Правительство РК Приказ и.о. Министра энергетики и минеральных ресурсов РК от 27.10.2005г. № 283 «Об утверждении инструкции по классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа» (с изменениями и дополнениями от 30.10.2009г.).
- 5 Правительство РК Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018г. №239 «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр».
- 6 Правительство РК Приказ Министра МИР РК от 30.12.2014г. №355 «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».
- 7 Правительство РК Постановление №14 от 16.01.2009г. «Общие требования к пожарной безопасности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.12.2012г.).
- 8 Правительство РК Приказ Министра национальной экономики РК от 27.02.2015г. №155 Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
- 9 Правительство РК Приказ МНЭ РК от 20.03.2015г. №237 «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов».
- 10 Правительство РК Приказ Министра охраны окружающей среды РК №204-п от 28.06.2007г. «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016г.).
- 11 Правительство РК ПУЭ РК Приказ Министра энергетики РК от 20.03.2015г. № 230 «Об утверждении Правил устройства электроустановок».
- 12 Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021г.).
- 13 Стандарт СТ РК 1347-2005 «Нефть. Общие технические условия».
- 14 ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия».
- 15 ВСН-51-3-85 Ведомственные строительные нормы «Проектирование промысловых стальных трубопроводов».

16 ВНТП-3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

17 Строительные нормы СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение».

18 СНиП РК 2.02-15-2003 Строительные нормы и правила «Пожарная автоматика зданий и сооружений».

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Тукубаев А.М.

Название: Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнар мунайгаз»

Координатор: Бакытжан Калиев

Коэффициент подобия 1:9.5

Коэффициент подобия 2:5.6

Замена букв:19

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной.

01.06.2021 г.



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

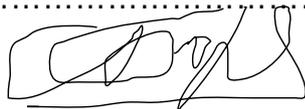
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускаться к защите.

.....
.....
.....
.....

01.06.2021 г.



Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Тукубаев А.М.

Название: Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнар мунайгаз»

Координатор: Бакытжан Калиев

Коэффициент подобия 1: 9.5

Коэффициент подобия 2: 5.6

Замена букв: 19

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

02.06.2021 г

Дата



Подпись Научного руководителя

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу
Тукубаев А.М.

5B072400 – Технологические машины и оборудование

Тема: «Повышение эффективности системы наземной инфраструктуры месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз»»

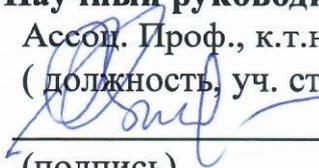
Перед студентом стояла задача выполнения анализа текущего состояния объекта НГДУ «Кайнармунайгаз», модернизация и реконструкция наземной инфраструктуры системы сбора, транспортировки и подготовки нефти и утилизации газа. Основная часть посвящена обзору и внесению предложений по уточнению технологических ограничений и изучению проблемных вопросов текущего технико-технологического состояния системы сбора и транспорта нефти; процесса подготовки скважинной продукции на месторождениях. При моделировании с помощью программного обеспечения «PIPESIM 2017.1» были предложены цифровая модель существующей системы сбора и транспортировки нефти для уточнения технологических ограничений по наземной инфраструктуре, а также цифровая модель для оптимизации системы сбора и транспортировки нефти с учетом увеличения объемов добычи нефти и газа. В результате чего, было продемонстрировано, что дебит добычи нефти до 2025 года снижаться не будет. В процессе выполнения дипломной работы студент показал высокую теоретическую подготовку, собрал большое количество специальных материалов, использовал необходимую литературу и программное обеспечение. К выполнению задания дипломник подошел с полной серьезностью и ответственностью.

Содержание пояснительной записки и графической части полностью соответствует установленным нормам и требованиям, вследствие чего дипломная работа может быть допущена к защите. Недостатков дипломной работы не наблюдается.

Научный руководитель

Ассос. Проф., к.т.н.

(должность, уч. степень, звание)


_____ Калиев Б.З.
(подпись)

«24» мая 2021 г.