

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов
<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело
<b>Профиль</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ  
РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.276.26-98(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазового дела  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Профиль** Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловне

Тема работы:

Анализ энергоэффективных методов и усовершенствование технологических схем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по реализуемым решениям в области поддержания пластового давления, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Система поддержания пластового давления на современном этапе на Приобском месторождении; цели, задачи и основные требования к системе поддержания пластового давления; определение основных источников непроизводительных энергозатрат в системах поддержания пластового давления; определение основных мероприятий для повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:</b>	

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.г.н. Цибульникова Маргарита Радиевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Немцова Ольга Александровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ состояния эксплуатации и основных направлений энергосбережения в системе поддержания пластового давления	
Анализ энергоэффективного оборудования и методов повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления	
Усовершенствование технологических схем закачки для повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Заключение	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловна		18.02.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страниц, 14 таблиц, 27 рисунков, 25 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, энергоэффективность, энергосбережение, нефть, нагнетательные скважины, заводнение.

Объектом исследования данной работы системы поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – проанализировать энергоэффективные методы поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений. Приведена принципиальная схема системы поддержания пластового давления и рассмотрено ее усовершенствование.

В результате исследования был проведен полный анализ и получено полноценное представление о существующей системе поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири, было рассмотрено усовершенствование технологических схем. Также представлены данные об энергоэффективности модернизированных методов поддержания пластового давления и нового энергосберегающего оборудования.

Экономическая значимость работы заключается в том, что полученные результаты инвестиционного проекта позволяют рекомендовать усовершенствование системы ППД.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и программы для работы с электронными таблицами Microsoft Excel.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ТЭК** – топливно-энергетический комплекс;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;

**ОРЗ** – одновременно-раздельная закачка;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**КНС** – кустовая насосная станция;

**ЭЦН** – электрический центробежный насос;

**УПСВ** – установка предварительного сброса воды;

**БГ** – блок гребенки;

**БКНС** – блочная кустовая насосная станция;

**УПН** – установка подготовки нефти;

**ДНС** – дожимная насосная станция;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**НА** – насосный агрегат;

**МСП** – межскважинная перекачка;

**ВСП** – внутрискважинная перекачка;

**ПНУ** – передвижная насосная установка;

**ЦНС** – центробежный насос;

**КПД** – коэффициент полезного действия;

**УРЭ** – удельный расход электроэнергии;

**ЧРП** – частотно-регулируемый привод;

**ТП** – трансформаторная подстанция;

**ГНУ** – горизонтальная насосная установка;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны;

**ООО** – общество с ограниченной ответственностью;

**УК** – управляющая компания;

**АО** – акционерное общество;

**ПНГ** – попутный нефтяной газ;

**ПАО** – публичное акционерное общество;

**МНА** – магистральный насосный агрегат;

**БНА** – бустерный насосный агрегат;

**НГДУ** – нефтегазодобывающее управление;

**ВВД** – водовод высокого давления;

**СВБ** – сульфатвосстанавливающие бактерии;

**ПНП** – повышение нефтеотдачи пластов;

**НЗ** – нестационарное заводнение;

**ЦЗ** – циклическое заводнение;

**ИНФП** – изменение направления фильтрационных потоков;

**БВЗ** – блок временной задержки;

**ВРП** – водораспределительный пункт;

**ДНП** – дожимной насосный пункт;

**ВНТП** – ведомственные нормы технологического проектирования.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ .....	11
1.1 Система поддержания пластового давления на современном этапе на Приобском месторождении .....	11
1.2 Цели, задачи и основные требования к системе поддержания пластового давления.....	11
1.3 Определение основных источников непроизводительных энергозатрат в системах поддержания пластового давления .....	11
1.3.1 Сокращение объемов воды, циркулирующих в системе .....	12
1.3.2 Рациональное использование воды – рабочего агента. Повышение эффективности процесса закачки и эксплуатации оборудования.....	13
1.3.3 Потенциал снижения удельного расхода электроэнергии .....	15
1.4 Определение основных мероприятий для повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления.....	16
2 АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ .....	17
2.1 Горизонтальные насосные установки .....	17
2.2 Плунжерные насосные агрегаты объемного действия.....	21
2.3 Снижение удельной аварийности трубопроводов системы поддержания пластового давления .....	25
2.3.1 Динамика аварийности водовода высокого давления.....	26
2.3.2 Химический состав пластовых вод .....	29
2.4 Выбор участков для нестационарного заводнения с использованием геолого–статической модели пласта.....	31
2.4.1 Методика выбора участков для проведения циклического заводнения .....	33
2.4.2 Применение метода циклического заводнения на ключевом месторождении.....	35

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ЗАКАЧКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ .....	39
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	44
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	52
4.1 Производственная безопасность .....	52
4.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	53
4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	57
4.2 Экологическая безопасность .....	60
4.2.1 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения .....	61
4.2.2 Охрана и рациональное использование земель .....	62
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	63
4.4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности .....	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	68
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	70
Приложение А .....	73
(обязательное) .....	73
Технологическая схема водоводов Приобского месторождения 2015 г.....	73



## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является энергоемкой отраслью промышленности. К тому же многие нефтяные месторождения вступили в позднюю стадию разработки, характеризуемую высокой обводненностью продукции при незначительном дебите добывающих скважин. Когда обводненность скважинной продукции на большинстве нефтяных месторождений достигла значимой величины и продолжает расти, проблема энергосбережения приобретает особую остроту на данной стадии развития нефтедобычи.

В настоящее время в сложившейся структуре мирового потребления первичных энергоресурсов, которая представлена на рисунке 1, доля нефти, которая относится к невозобновляемым ресурсам, составляет 40 % [1-3].

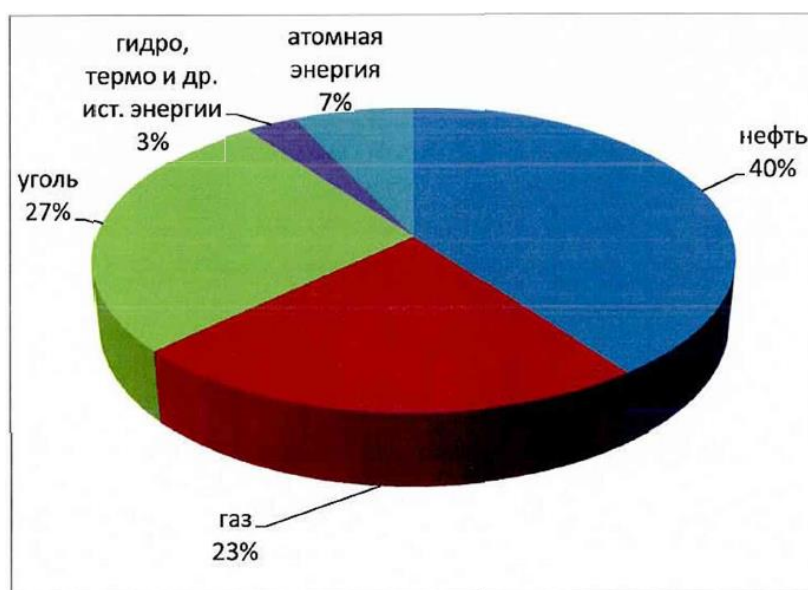


Рисунок 1 – Структура потребления первичных энергоресурсов

Наряду с этим энергоемкость экономики России в 2-3 раза выше энергоемкости развитых стран [4].

Топливо-энергетический комплекс – совокупность отраслей экономики России, связанных с добычей, переработкой и транспортировкой топливно-энергетических ресурсов, производством, транспортировкой и распределением электроэнергии. Она включает в себя нефтяную, сланцевую, угольную, газовую, атомную, торфяную промышленность, электроэнергетику. Разработка и

эксплуатация нефтяных месторождений бесспорно является важнейшей составляющей ТЭК России [5].

Разработка нефтяных месторождений – это комплекс технологических и технических решений, обеспечивающих доступ и последующее эффективное извлечение запасов нефти из нефтяных залежей [6].

Так как разрабатываемые месторождения находятся в условиях естественного истощения, все большее значение приобретает энергетическая оптимальность процессов добычи нефти с применением методов ППД, в т.ч. вытеснение нефти из пласта водой, закачиваемой в нагнетательные скважины.

В компаниях, которые ведут разработку нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, и использующих для поддержания пластового давления заводнение, около половины всей потребляемой электроэнергии приходится на подъем и перекачку продукции и более трети расходуется на ПДД. Причем 51 % составляет расход электроэнергии на механизированную добычу нефти, 34 % приходится на поддержание пластового давления, на общепромысловые расходы и подготовку нефти 9 и 6 % соответственно.

Снижение энергетических затрат в системе ППД при помощи энергоэффективных методов и технологических схем позволяет повысить рентабельность и сроки разработки нефтяных месторождений.

Таким образом, повышение энергоэффективности эксплуатации системы ППД является актуальной и одной из приоритетных задач нефтяных компаний России.

# **1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

## **1.1 Система поддержания пластового давления на современном этапе на Приобском месторождении**

Информация на страницах 11-18 засекречена, так как представляет собой коммерческую тайну.

## **1.2 Цели, задачи и основные требования к системе поддержания пластового давления**

Большая часть нефтяных месторождений находится в условиях поздней стадии разработки, что приводит к изменению действующих факторов, обуславливающих работу системы ППД в целом. То есть, систему ППД необходимо приспособить к новым условиям [8].

Информация со страниц 18-19 скрыта, так как носит информацию конфиденциального характера.

Заводнение остается главным способом воздействия на пласт даже в новых условиях, как в виде самостоятельного средства, так и в качестве основы для многих физико-химических методов.

На современном этапе развития систем поддержания пластового давления основные цели, задачи и требования по отношению к любому месторождению неизменны.

Абзац скрыт, так как содержит информацию, представляющую собой коммерческую тайну.

## **1.3 Определение основных источников непроизводительных энергозатрат в системах поддержания пластового давления**

В настоящее время все больше становится актуальным повышение энергоэффективности эксплуатации системы. Эта тема является сложной и решаться должна в комплексе. В целом направления снижения можно разделить на три основные составляющие.

1. Сокращение объемов воды, циркулирующих в системе.

2. Рациональное использование воды – рабочего агента. Повышение эффективности процесса закачки и эксплуатации оборудования.

3. Потенциал снижения удельного расхода электроэнергии.

Каждый выделенный пункт состоит из взаимосвязанных задач (рисунок 3).

Абзац скрыт, так как содержит информацию, представляющую собой коммерческую тайну.

Рассмотрим подробнее выделенные направления.

### 1.3.1 Сокращение объемов воды, циркулирующих в системе

На рисунке 4 представлена зависимость энергетических затрат от обводненности продукции при дебите скважины по нефти 1 т/. Обводненность измеряется в диапазоне 80 – 99% при шаге 1% [10].

Из рисунка 4 видно, что при обводненности добываемой продукции более 90% полные энергетические затраты, приходящиеся на одну добывающую скважину, начинают существенно возрастать, а их наибольший рост наблюдается при росте обводненности добываемой продукции выше 96% [10].

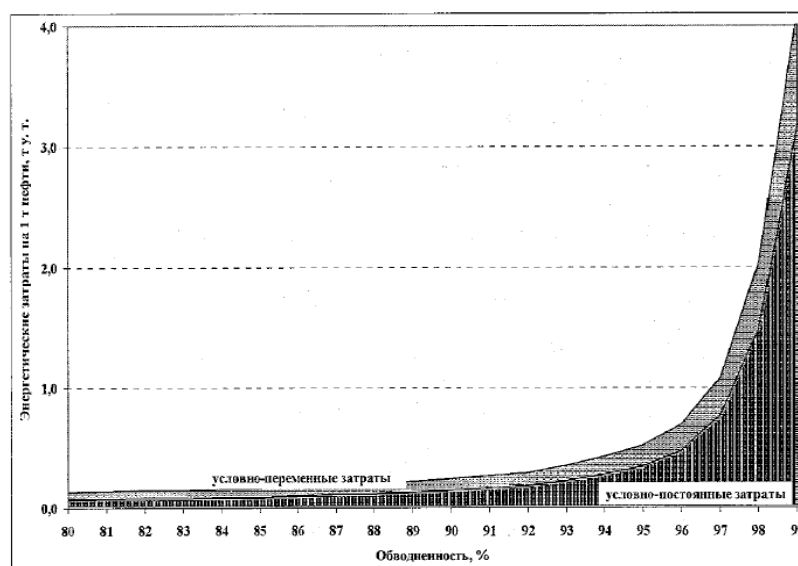


Рисунок 4 – Зависимость полных энергетических затрат от обводненности продукции скважины

Также, следует отметить, ограничение использования сеноманской воды. Среднедействующий водозаборный фонд скважин ОАО «Славнефть-

Мегионнефтегаз» в 2014 году составлял 99 единиц, в 2015 году – 96, в 2016 году – 88. Сокращение фонда произошло за счет вывода из эксплуатации ряда скважин и организации централизованной закачки. Вывод из эксплуатации каждой высокпроизводительной водозаборной скважины вносит свой вклад в повышение энергоэффективности системы ППД, поскольку позволяет сэкономить до 2,5 млн кВт·ч электроэнергии в год [9].

Стоит уделить внимание на том, что на объектах ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» ведется ежесуточный контроль эксплуатации водозаборного фонда на предмет соответствия текущих режимов закачки необходимым целевым объемам, что в значительной мере способствует улучшению показателей удельного расхода электроэнергии и дополнительной экономии электроэнергии [9].

За период с 2014 по 2016 год показатель удельного расхода электроэнергии на закачку водозаборными скважинами снизился на 0,1 кВт·ч/м<sup>3</sup> (рисунок 3).

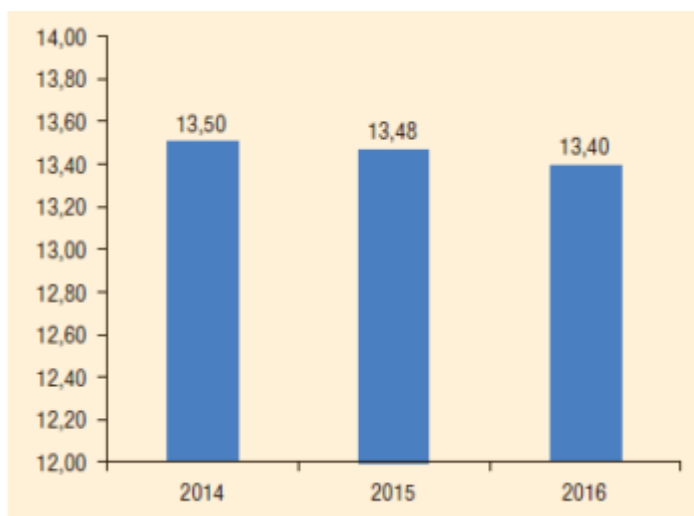


Рисунок 3 – Удельный расход электроэнергии на водозаборном фонде скважин, 2014-2016 гг., кВт·ч/м<sup>3</sup>

### **1.3.2 Рациональное использование воды – рабочего агента. Повышение эффективности процесса закачки и эксплуатации оборудования**

Информация со страницы 24 скрыта, в связи с наличием в тексте коммерческой тайны.

Рассмотрим совершенствование напорных характеристик. С 2014 по 2016 год в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» были проведены всего 24 мероприятия по улучшению напорных характеристик ЦНС, которые были направлены на приведение технических характеристик насосов к оптимальным напору и производительности согласно целевым объемам закачки и на комплексную оптимизацию конкретных объектов, что позволило обеспечить дополнительный резерв и вывод насосов в режим периодической эксплуатации. Также была произведена замена шести насосов на насосы с более высоким КПД [12].

В результате этих мероприятий потребление электроэнергии снизилось на 31,5 млн кВт·ч/год, а удельный расход электроэнергии – на 0,43 кВт·ч/м<sup>3</sup> (таблица 2; рисунок 6).

Таблица 2 – Мероприятия по оптимизации напорных характеристик ЦНС в 2014-2016 гг.

№ п/п	Мероприятия	2014г.	2015г.	2016г.	Снижение потребления электроэнергии, тыс.кВт·ч/год
1	Приведение ЦНС к оптимальному напору	2	5	–	3852
2	Приведение ЦНС к оптимальной производительности	–	3	–	1759
3	Оптимизация режима работы КНС (вывод в резерв и периодическую эксплуатацию насосных агрегатов)	2	2	4	22528
4	Применение насосов с более высоким КПД	–	2	4	3433
Итого		4	12	8	31572

В результате этих мероприятий потребление электроэнергии снизилось на 31,5 млн кВт·ч/год, а удельный расход электроэнергии – на 0,43 кВт·ч/м<sup>3</sup> (таблица 2; рисунок 6).

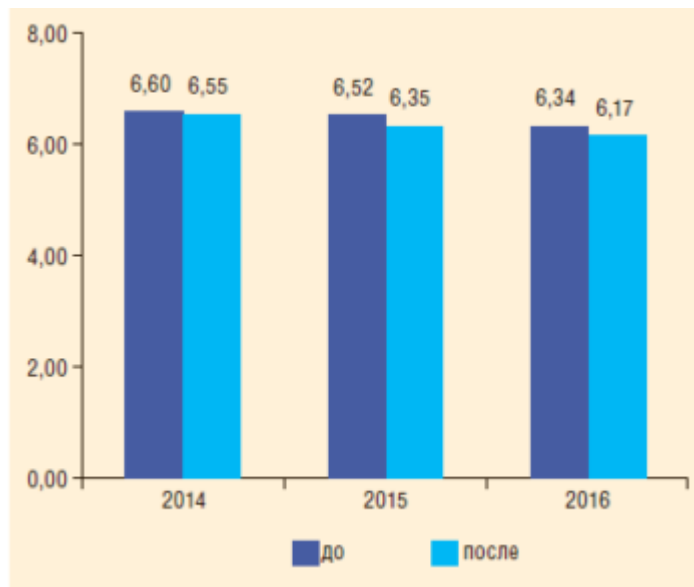


Рисунок 6 – Удельный расход электроэнергии до и после проведения совершенствования рабочих характеристик ЦНС в 2014-2016 гг., кВт·ч/м<sup>3</sup>

К области задач этого направления можно отнести своевременный вывод в капитальный ремонт и его прогноз, качественный капитальный ремонт, организация работы насосного агрегата таким образом, чтобы насос работал в оптимальной зоне.

Вывод в капитальный ремонт должен определяться экономическим расчетом на основе снижения КПД (увеличения удельных затрат на закачку). Кроме того, снижение технических характеристик насоса может не обеспечивать необходимой закачки, что окажет существенное влияние на эффективность вытеснения нефти.

### 1.3.3 Потенциал снижения удельного расхода электроэнергии

В целом потенциал для снижения удельного расхода электроэнергии системы ППД колоссален, а поле деятельности в сфере энергосбережения практически безгранично. Все мероприятия, планируемые к реализации и направленные на снижение УРЭ системы ППД можно условно разделить на три группы.

К первой группе относятся мероприятия, которые могут быть проведены в течение одного года: переход на энергоэффективные режимы эксплуатации,

стендовые испытания насосного оборудования после капитального ремонта, модернизация насосного оборудования, увеличение пропускной способности водоводов.

Вторая группа включает мероприятия, которые будут внедряться в течение трех лет: организация централизованной закачки (строительство водоводов) с последующей остановкой водозаборных скважин, разделение на эффективную закачку и утилизацию, внедрение частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на БКНС и плунжерных насосов.

К третьей группе относятся мероприятия организационного характера, в том числе направленные на повышение компетенции и степени ответственности персонала, внедрение информационных продуктов, разработку и внедрение стандартов и регламентов в сфере энергосбережения.

#### **1.4 Определение основных мероприятий для повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления**

Страницы 27-28 изъяты, так как несут информацию, содержащую коммерческую тайну.



## 2 АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

### 2.1 Горизонтальные насосные установки

В качестве альтернативы насосам типа ЦНС, широко применяемым в системе поддержания пластового давления (ППД) российских и зарубежных нефтяных компаний, ООО «УК «Система-Сервис» предлагает использовать горизонтальные насосные установки (ГНУ), обладающие рядом технических и эксплуатационных преимуществ. К таковым относятся более высокий КПД, низкое энергопотребление, простота и удобство монтажа и др. ГНУ могут применяться на месторождениях как отдельно, так и в составе блочных кустовых насосных станций (БКНС), рассчитанных на эксплуатацию в различных погодных-климатических условиях и оснащенных различными системами автоматизации и контроля, включая станцию управления с частотным преобразователем.

Помимо ЦНС и ГНУ, в системе ППД месторождений также могут использоваться плунжерные насосные агрегаты объемного действия.



Рисунок 7 – Горизонтальные насосные установки производства ООО «УК «Система-Сервис»

ООО «УК «Система-Сервис» занимается обслуживанием, ремонтом и изготовлением ГНУ для систем ППД нефтяных месторождений. На сегодняшний день параметрический ряд выпускаемых ГНУ состоит более чем из 30 установок

производительностью от 350 до 1500 м<sup>3</sup>/сут и напором от 800 до 2000 метров (рисунок 7, 8). По сравнению с широко применяемыми в нефтяной отрасли насосами типа ЦНС горизонтальные насосные установки обладают рядом преимуществ. Прежде всего, это более высокий КПД, а также простота и удобство монтажа-демонтажа составных узлов агрегата при проведении капитального ремонта за счет меньших габаритов и массы. Существенную экономию времени и средств обеспечивает отсутствие необходимости регулировки вкладышей подшипников и торцовых уплотнений, а также центровки агрегата при замене насосной секции [17].

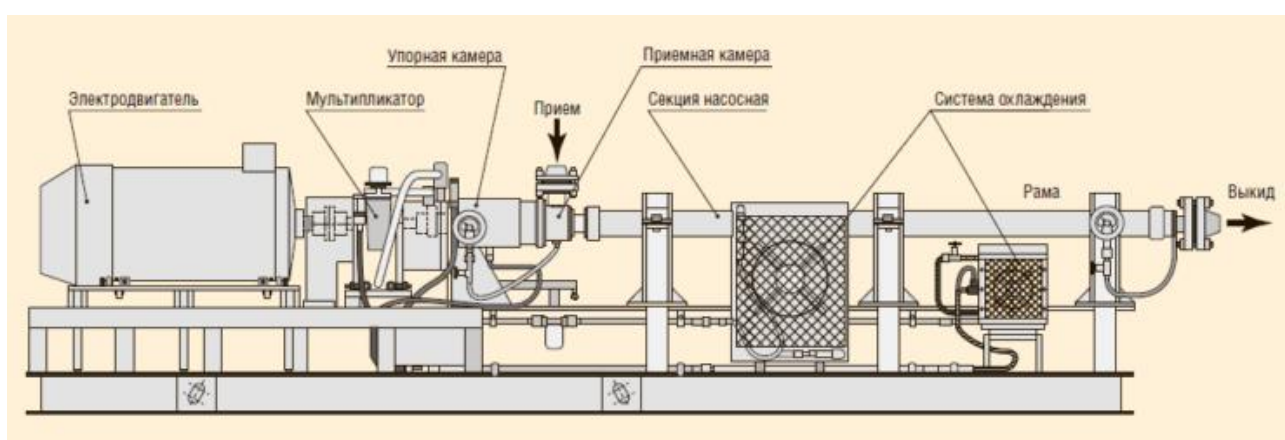


Рисунок 8 – Типовая схема и типоразмеры ГНУ

Так, к примеру, можно произвести и поставить ГНУ с расходом 1000 м<sup>3</sup>/сут и КПД до 69%, то есть на 19% превышающим КПД стандартного ЦНС-40. При этом потребляемая мощность ГНУ будет меньше, чем у ЦНС, примерно на 84 кВт (рисунок 9) [17].

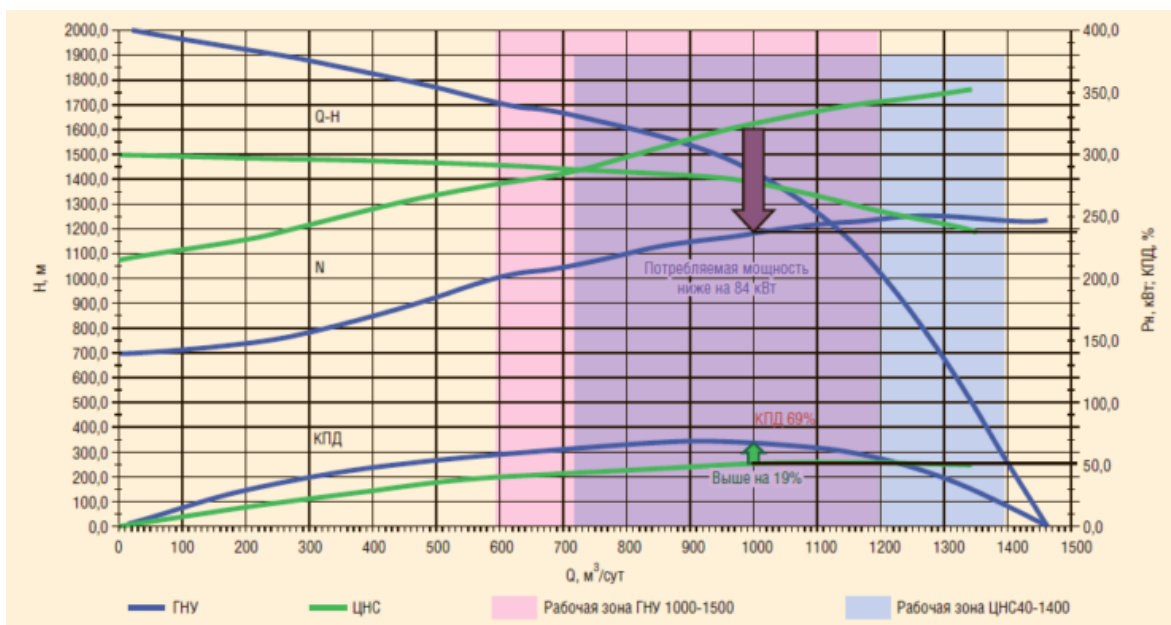


Рисунок 9 – Напорно-расходная характеристика ГНУ 1000-1500 и ЦНС 40-1400

В свою очередь, ГНУ производительностью 1500 м³/сут также превосходят агрегаты ЦНС-63 по напорно-расходным и другим характеристикам – при номинальной подаче их КПД на 9% выше, а потребляемая мощность на 83 кВт меньше, чем у ЦНС-63 (рисунок 10) [10].

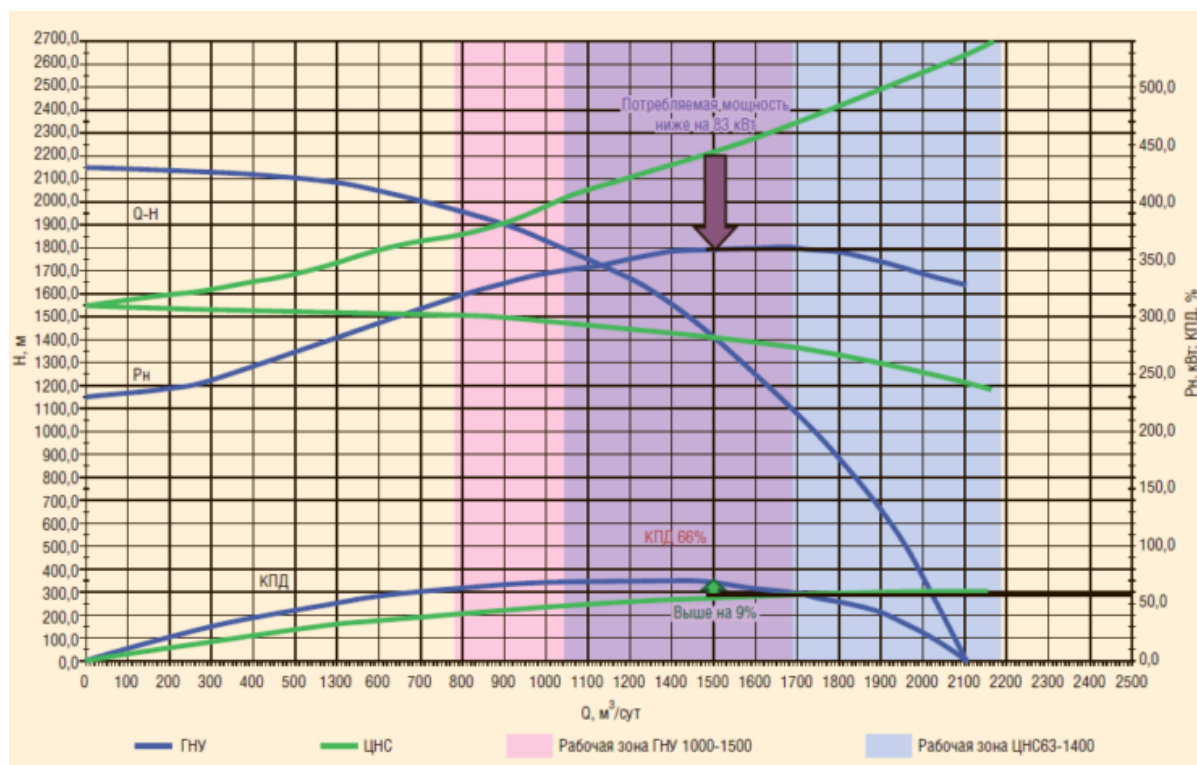


Рисунок 10 – Напорно-расходная характеристика ГНУ 1500-1500 и ЦНС 63-1400

На данный момент до 30% себестоимости добычи нефти составляют энергозатраты на привод насосов, применяющихся в системе ППД. Поэтому предлагаются установки, позволяющие достичь реального снижения затрат на электроэнергию. По сравнению с ЦНС использование ГНУ дает 10 – 17% снижение затрат на электроэнергию, при этом расходы на обслуживание снижаются в среднем на 52%. Таким образом, содержание (владение) ГНУ в течение одного года обходится примерно на 11-16% дешевле при сроке окупаемости установки 10-12 месяцев.

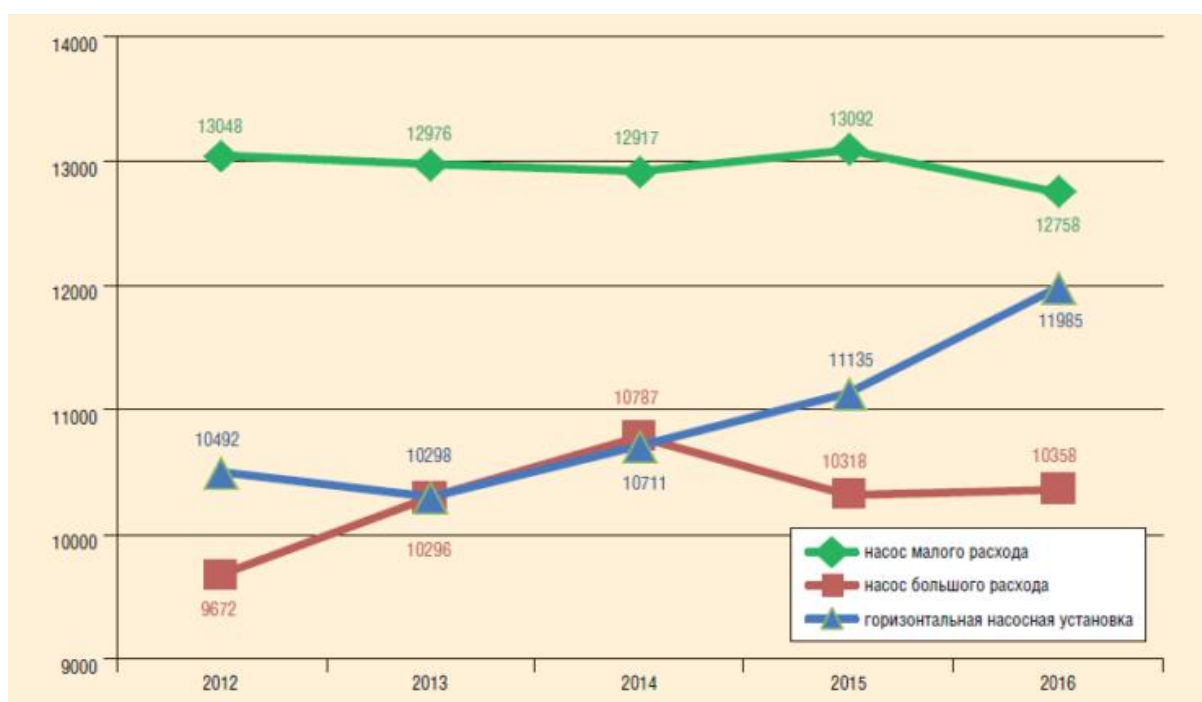


Рисунок 11 – Напорно-расходная характеристика ГНУ 1500-1500 и ЦНС 63-1400

На рисунке 11 представлена сравнительная диаграмма, иллюстрирующая среднюю наработку ГНУ, насосов малого расхода (МНА 40-60 м<sup>3</sup>/ч) и насосов большого расхода (БНА 180 м<sup>3</sup>/ч). Видно, что наработка ГНУ до капитального ремонта с каждым годом растет, что говорит о растущей надежности изготавливаемых нами агрегатов. По итогам 2016 года наработка ГНУ составила 11985 часов.

## 2.2 Плунжерные насосные агрегаты объемного действия

Еще один тип энергоэффективных и высокопроизводительных насосных агрегатов, способный заменить собой как ЦНС, так и ГНУ, – это плунжерные насосные агрегаты объемного действия. В 2011-2013 годах ПАО «Татнефть» было закуплено несколько таких насосов производства немецких компаний WERUKO и КАМАТ (рисунок 12).



Рисунок 12 – Насосные агрегаты объемного действия

К основным преимуществам данных насосных агрегатов относятся высокий КПД насосов и агрегатов в целом и, как следствие, низкое энергопотребление, а КПД насоса сохраняется на прежнем уровне даже при изменении его подачи. Среди недостатков стоит отметить высокую стоимость оборудования в связи с тем, что заводы-изготовители размещаются в Германии, а по агрегатам КАМАТ еще и невысокую надежность.

В марте 2010 года в ПАО «Татнефть» была разработана долгосрочная целевая программа по ресурсосбережению на период до 2020 года. Одной из ее составляющих стала принятая компанией «Концепция реконструкции и развития системы ППД на период 2011-2015 гг.», в рамках которой в декабре 2011 года в двух дочерних обществах были внедрены два плунжерных насосных агрегата производства WERUKO (КНС-86а НГДУ «Елховнефть») и КАМАТ (КНС-4 НГДУ «Альметьевнефть»).

В конце 2013 года в эксплуатацию введены еще три насосных агрегата WERUKO на КНС-86 и 175 НГДУ «Елховнефть» и на КНС-131 НГДУ «Лениногорскнефть», а также два насосных агрегата КАМАТ на КНС-5 и 67

НГДУ «Альметьевнефть». В 2015 году на КНС-80 НГДУ «Елховнефть» был смонтирован и запущен в работу еще один насосный агрегат WERUKO.

Таблица – 3 Показатели работы насосных агрегатов объемного действия

НГДУ	Место установки (КНС)	Q, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Расчетный КПД, %	УРЭ, кВт·ч/м <sup>3</sup>
<b>КАМАТ</b>					
Альметьевнефть	4	43,66	1259	87,43	3,69
	5	41,5	1153	84	4,26
	67	43,0	1205	83	3,72
		42,7	1205	84,4	3,89
В среднем		42,7	1,205	84,8	3,89
<b>WERUKO</b>					
Елховнефть	86а	34,5	1140	85,7	3,26
	86	33,1	962	84,4	8,98
	175	31,5	960	83,2	2,70
Лениногорскнефть	131	32,6	1376	90,1	3,73
В среднем		32,9	1109	85,6	3,2

Из представленных насосов наиболее высокие показатели по энергоэффективности достигнуты при эксплуатации агрегатов WERUKO: при КПД, равном 85,6%, удельное электро-потребление насоса составило 3,2 кВт·ч/м<sup>3</sup> закачки (таблица 3). Сравнение напорных характеристик насосных агрегатов типа ЦНС, ГНУ и объемного действия (WERUKO, КАМАТ) представлено на рисунке 13. В данном случае видно, что работа насосных агрегатов объемного действия в пределах всей рабочей зоны остается более стабильной. При этом КПД насосов объемного действия в рабочей зоне также значительно выше, чем у конкурентов (рисунок 14).

В связи с высокой стоимостью плунжерных насосных агрегатов объемного действия КАМАТ и WERUKO был выполнен поиск отечественных производителей, изготавливающих насосные агрегаты со схожими техническими и эксплуатационными характеристиками. Оказалось, что насосные агрегаты, которые можно отнести к аналогам немецкого оборудования,

сегодня выпускают ООО «Завод «Синергия» (г. Пермь) и ООО «Байкал» (Тверская область) (рисунок 15).

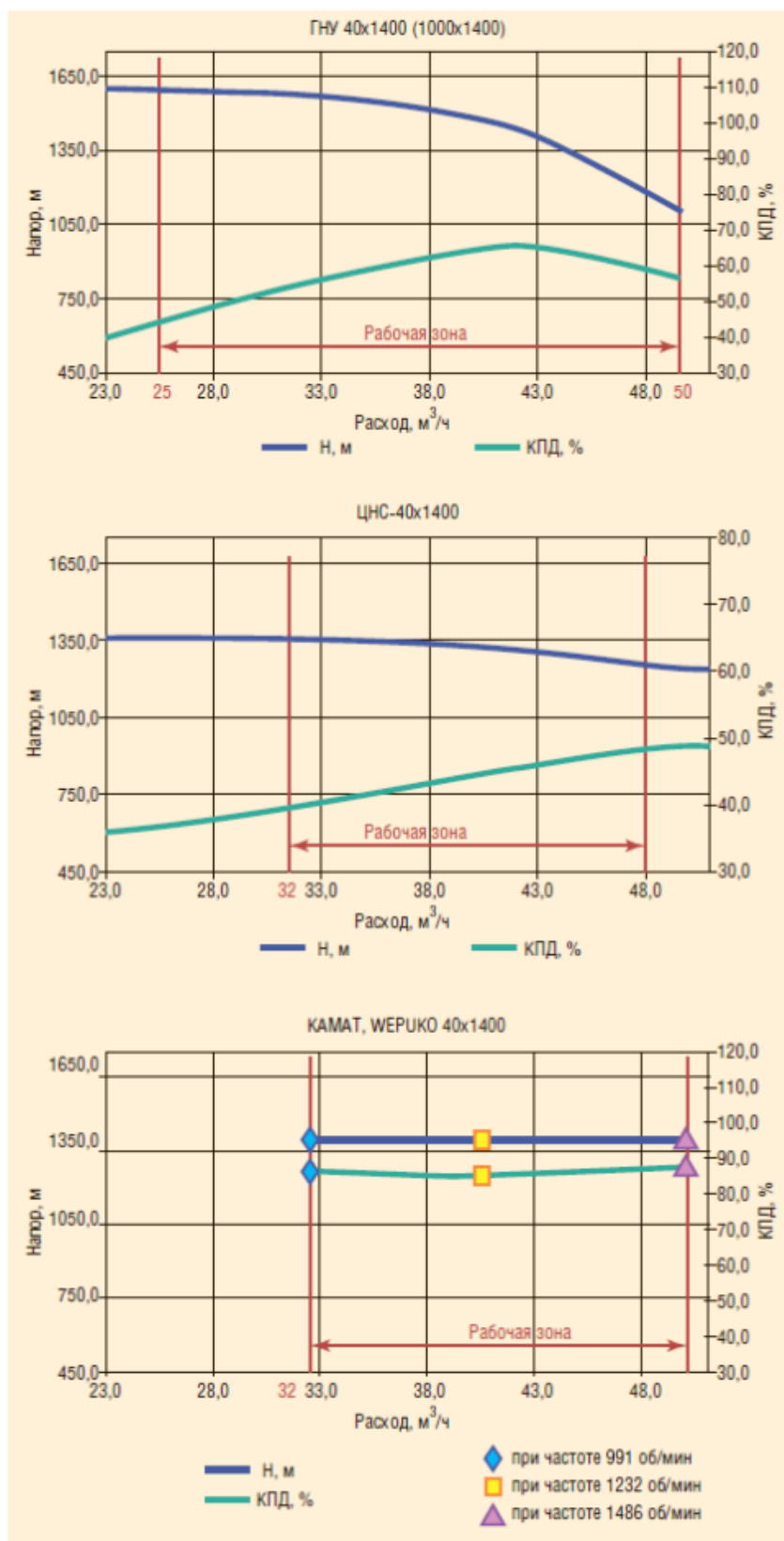


Рисунок 13 – Сравнение напорных характеристик насосных агрегатов типа ЦНС, ГНУ и объемного действия (WERUKO, КАМАТ)



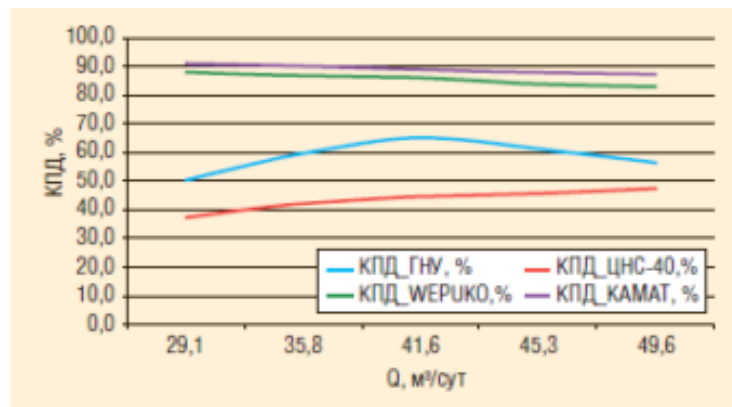


Рисунок 14 – Значения КПД насосных агрегатов ГНУ, ЦНС, КАМАТ и ВЕРУКО номинальной производительностью 40 м³/ч и напором 1400 м



Рисунок 15 – Отечественные насосные агрегаты объемного действия

В рамках проекта по изготовлению и внедрению насосных агрегатов объемного действия производства ООО «Байкал» на объектах ПАО «Татнефть» на КНС–8 и КНС–10 НГДУ «Бавлынефть» был произведен монтаж плунжерного насосного агрегата УНГ1–690.

Результаты внедрения показали, что КПД насоса УНГ1690 составил 90,7%, что на 40% выше, чем у ЦНС, при удельном расходе электроэнергии 1,8 кВт·ч/м³, в 3,2 раза более низком, чем у ЦНС–40 (таблица 4).



Таблица 4 – Сравнительные характеристики насосных агрегатов объемного действия

Тип насоса	Место установки (КНС)	Q, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Расчетный КПД, %	УРЭ, кВт·ч/м <sup>3</sup>
ЦНС 40–1000		40	1000	50	5,79
WEPUKO	86а	33	1050	84,8	3,16
	86	34	893	85,0	2,92
	175	38	910	82,0	2,91
СИН 50	81	41,3	1350	80,1	3,9
	85	42,6	1100	86,0	2,9
УНГ1–690	10	42,5	544	90,7	1,8

### 2.3 Снижение удельной аварийности трубопроводов системы поддержания пластового давления

Основная причина нарушения целостности промышленных трубопроводов, и в частности высоконапорных водоводов, заключается в их коррозионном износе вследствие агрессивного воздействия транспортируемых сред. Один из эффективных методов антикоррозионной защиты трубопроводов заключается в использовании ингибиторов коррозии и бактерицидов.

Эффективность антикоррозионных мероприятий в ТПП «Лангепаснефтегаз» оценивается путем отслеживания динамики скорости коррозии на ингибируемых направлениях гравиметрическим методом и по показаниям системы Microcor (ER). Кроме того, проводится оценка эффективности ингибиторной защиты по косвенным показателям – динамике агрессивных компонентов и содержания ионов железа в транспортируемых средах [18].

Окончательный вывод об эффективности проводимых антикоррозионных мероприятий делается на основании данных о фактической аварийности защищаемого оборудования в течение одного года.

### 2.3.1 Динамика аварийности водовода высокого давления

Защита водовода высокого давления (ВВД) системы ППД БКНС №1 ТПП «Лангепаснефтегаз» проводится посредством закачки ингибитора коррозии ЕС 1447WR1 с постоянной дозировкой 20-25 г/т с ноября 2013 года. Подача воды от БКНС №1 до блока гребенки (БГ) кустовых площадок месторождения осуществляется по четырем направлениям, общая протяженность ингибируемых трубопроводов составляет 97,4 км.

В 2013-2015 годах в результате ингибирования высоконапорных водоводов системы ППД БКНС №1 достигнуто снижение удельной аварийности с 0,62 до 0,13 шт./км (таблица 5). Для сравнения: аварийность ВВД системы ППД БКНС №2, не обрабатывавшихся ингибитором, в 2015 году составила 0,49 шт./км (рисунок 16) [18].

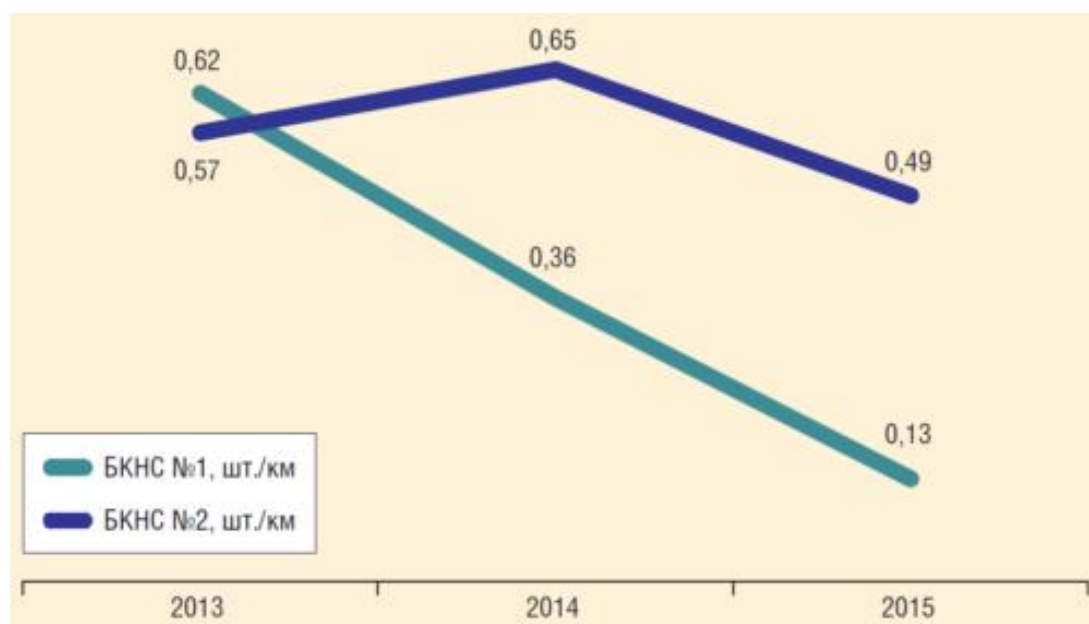


Рисунок 16 – Удельная аварийность ВВД системы ППД БКНС №1 и БКНС №2

Таблица 5 – Удельная аварийность ВВД по направлениям закачки БКНС №1

Наименование объекта	Протяженность трубопроводов, м	2013г.		2014г.		2015г.	
		Отказы, шт.	Уд.аварийность, шт./км	Отказы, шт.	Уд.аварийность, шт./км	Отказы, шт.	Уд.аварийность, шт./км
БКНС №1	97455	60	0,62	35	0,36	13	0,13

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
Направление 1	3441	0	0	0	0	0	0
Направление 2	14077	2	0,14	3	0,21	1	0,07
Направление 3	25468	12	0,47	11	0,43	1	0,04
Направление 4	54469	46	0,84	21	0,39	11	0,20

Самое большое число некатегорийных отказов зарегистрировано по направлению БКНС-№1 на трубопроводах, находящихся в эксплуатации менее пяти лет, – 62 отказа на девяти участках. Наибольшая часть этих отказов приходится на направление №4 – 56 отказов на семи участках (таблица 6).

Таблица 6 – Отказы ВВД по направлениям закачки БКНС №1 и по срокам службы трубопроводов

Объекты	Число отказов на участках									
	до 5 лет		от 5 до 10 лет		от 10 до 15 лет		от 15 до 20 лет		свыше 20 лет	
	отказы	участки	отказы	участки	отказы	участки	отказы	участки	отказы	участки
БКНС №1	62	9	23	5	21	3	0	0	2	2
Направление 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Направление 2	2	1	2	1	0	0	0	0	2	2
Направление 3	4	1	16	1	4	1	0	0	0	0
Направление 4	56	7	5	3	17	2	0	0	0	0

Анализ удельной аварийности ВВД БКНС №1 по году ввода в эксплуатацию показывает, что в 2015 году произошло заметное снижение числа категорических отказов относительно показателей 2013-2014 годов (таблица 7). Самое высокое значение удельной аварийности – 18,75 шт./км, было зафиксировано в 2013 году на трубопроводе, введенном в эксплуатацию в 2009 году, то есть находившемся в эксплуатации менее семи лет. В 2015 году самый высокий показатель удельной аварийности составлял 1,1 шт./км, и был зафиксирован на трубопроводе, введенном в эксплуатацию в 2004 году.

Таблица 7 – Удельная аварийность ВВД БКНС №1 по году ввода в эксплуатацию

Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ТП, м	2013г.		2014г.		2015г.	
		Отказы, шт	Уд.аварийность, шт./км	Отказы, шт	Уд.аварийность, шт./км	Отказы, шт	Уд.аварийность, шт./км
1988	14849	1	0,07	1	0,07		
1999	1612	4	2,48				
2004	4530	4	0,88	8	1,77	5	1,10
2005	2250	2	0,89	1	0,44	1	0,44
2006	13706	7	0,51	12	0,88	3	0,22
2007	4006			1	0,25		
2009	2080	39	18,75				
2011	7515			11	1,46	3	0,40
2012	6831,85	2	0,29	1	0,15		
2013	13338,5					1	0,07
2014	7439,57	1	0,13				

Положительной динамикой удельной аварийности трубопроводов удалось добиться благодаря проведению реконструкции участков ВВД с высокой аварийностью. Наибольший объем работ по реконструкции трубопроводов по направлениям закачки БКНС №2 был проведен с 2014 по 2016 годы, тогда как основные работы по реконструкции трубопроводов БКНС №1 были закончены до 2014 года (рисунок 17).

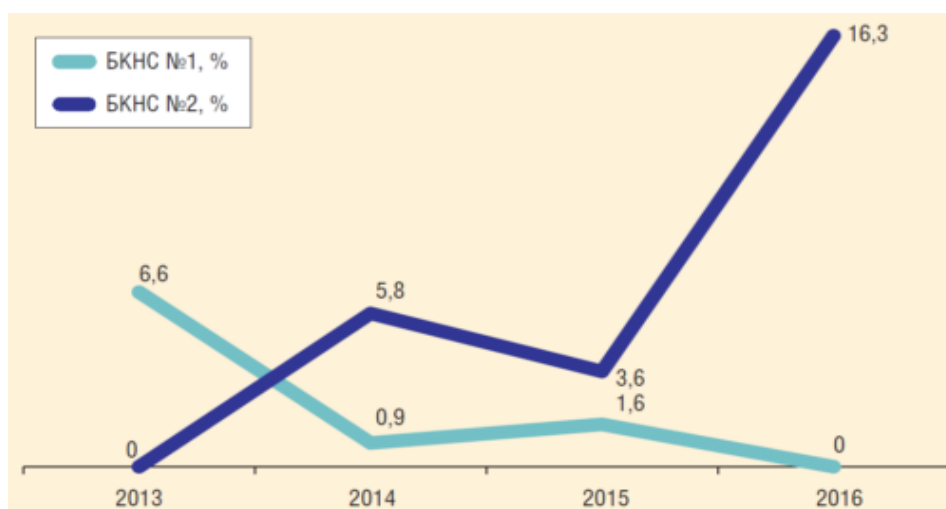


Рисунок 17 – Реконструкция трубопроводов по направлениям ингибирования БКНС №1 и БКНС №2

### 2.3.2 Химический состав пластовых вод

По направлению проведения ингибиторной защиты был проведен анализ физико-химических свойств транспортируемой воды, уровня содержания растворенных газов.

Согласно данным шестикомпонентного анализа, транспортируемые воды представляют собой слабощелочные или нейтральные растворы со средним значением  $pH=7$ . В их составе присутствуют хлориды, гидрокарбонаты кальция, магния, натрия и небольшое количество сульфатов (таблица 8).

Таблица 8 – Физико-химические свойства пластовой воды

Солевой состав	
$Cl^-$ , мг/дм <sup>3</sup>	12762
$SO_4^{2-}$ , мг/дм <sup>3</sup>	4,2
$HCO_3^-$ , мг/дм <sup>3</sup>	403
$CO_3^{2-}$ , мг/дм <sup>3</sup>	0
$Ca^{2+}$ , мг/дм <sup>3</sup>	842
$Mg^{2+}$ , мг/дм <sup>3</sup>	97
$Na^+ + K^+$ , мг/дм <sup>3</sup>	7565
Тип воды по В.А. Сулину	Хлор–кальциевый
Общая минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	21712
Водородный показатель (pH)	7,0

Продолжение таблицы 8

1	2
<b>Концентрация растворенных газов, мг/дм<sup>3</sup></b>	
H <sub>2</sub> S	6,6
CO <sub>2</sub>	154
O <sub>2</sub>	0,5–3
Содержание СВБ, кл/см <sup>3</sup>	10 <sup>12</sup>
Содержание Fe <sub>общее</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	39,1
Концентрация механических примесей, мг/дм <sup>3</sup>	9

По классификации В.А. Сулина данные воды относятся к хлоркальциевому типу. Их минерализация превышает 21 тыс. мг/дм<sup>3</sup>, что определяет повышенную коррозионную активность среды и обуславливает высокую скорость коррозии трубопроводов.

### **Результаты коррозионного мониторинга**

Косвенно судить о протекании коррозионных процессов в ВВД позволяет динамика содержания агрессивных компонентов, а также ионов железа, углекислого газа и сероводорода в подтоварной воде без ингибирования и при ингибировании.

При проведении ингибирования содержание сероводорода постепенно снижается, что свидетельствует о проявлении бактерицидных свойств ингибитора коррозии, что подтверждается микробиологическими посевами. Так, содержание активных сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) на входе в БКНС №1 до начала ингибирования составляет 10<sup>12</sup> кл/мл., в период ингибирования снижается до 10<sup>6</sup> кл/мл. В пределах конечного участка скважин содержание СВБ снижается до 10<sup>4</sup> кл/мл [18].

Содержание механических примесей в закачиваемой воде составляет в среднем 9 мг/дм<sup>3</sup>, а на конечных участках скважин доходит до 26 мг/дм<sup>3</sup>.

Для оценки эффективности ингибирования выбраны следующие критерии:

- по данным гравиметрических замеров скорость коррозии снижается до уровня не более 0,1 мм/год;
- достижение эффективности не ниже 80%;
- снижение количества некатегорийных отказов.

Анализ данных, полученных при проведении коррозионного мониторинга после начала ингибирования ВВД, показывает, что скорость коррозии снизилась до 0,05-0,13 мм/год (рисунок 18), эффективность ингибирования составила до 83-94%.



Рисунок 18 – Скорость коррозии в системе ВВД БКНС №1 при ингибировании EC1447WR1

## 2.4 Выбор участков для нестационарного заводнения с использованием геолого–статической модели пласта

Метод нестационарного заводнения, сочетающий в себе методы циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков, остается одним из наиболее низкзатратных и эффективных способов повышения нефтеотдачи пластов. За счет создания нестационарных перепадов давления вследствие попеременного изменения режима нагнетания воды по группам нагнетательных скважин данный способ позволяет включить в работу

ранее не охваченные заводнением прослои, зоны и участки коллекторов с пониженной проницаемостью.

Доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России продолжает расти, в то время как полнота охвата залежей заводнением и их нефтеотдача, напротив, резко снижаются при увеличении степени геологической неоднородности разреза нефтяных пластов. Опыт разработки таких пластов показывает, что коэффициент извлечения нефти (КИН) даже при больших объемах закачки и отбора жидкости из них остается низким. Вследствие этого на объектах образуются участки с бессистемным чередованием заводненных высокопроницаемых и нефтенасыщенных (менее проницаемых) слоев и зон. Последние могут составлять до 30-50% от первоначального нефтенасыщенного объема.

Для охвата заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных слоев, используются разные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Одним из наиболее низкочастотных и эффективных способов ПНП признан метод нестационарного заводнения (НЗ), сочетающий в себе метод циклического заводнения (ЦЗ) и метод изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП). Нестационарное заводнение предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды по группам нагнетательных скважин с целью создания нестационарных перепадов давления, позволяющих включить в работу ранее не охваченные заводнением прослои, зоны и участки коллекторов с пониженной проницаемостью.

Основное преимущество метода нестационарного заводнения заключается в том, что он может применяться в рамках обычно используемых систем разработки с заводнением на объектах, характеризующихся неоднородным геологическим строением (толщиной и зональной неоднородностью, терригенными и карбонатными коллекторами) при различной вязкости нефти. НЗ может использоваться при разных типах сеток добывающих и нагнетательных скважин. Метод применим как на ранней, так и на поздней стадиях разработки. Также возможно его применение на месторождениях с



высокой обводненностью даже после достижения предела рентабельности эксплуатации скважин в условиях стационарного заводнения.

Разработка адресных программ циклического или нестационарного заводнения состоит из трех основных этапов. На первом этапе на месторождении выбираются объекты и участки для проведения заводнения, на втором – осуществляется их классификация по степени возможной эффективности ЦЗ, на третьем – разрабатывается адресная программа практической реализации ЦЗ.

#### **2.4.1 Методика выбора участков для проведения циклического заводнения**

С целью выбора участков для применения метода циклического заводнения на месторождениях используется методика, основанная на использовании четырехслойной геологостатистической профильной модели пласта. В отличие от трехмерной (геолого-гидродинамической модели) четырехслойная модель позволяет оперативно подбирать участки, на которых находятся гидродинамически связанные прослои с разной проницаемостью. Между этими прослоями при циклическом заводнении будут возникать перетоки флюидов, за счет которых может быть получен эффект в виде дополнительной добычи нефти. Схема эффективных перетоков на такой модели показана вертикальной синей штриховкой на рисунке 19 [19].

Применение четырехслойной модели позволяет составить карту распределения комплексного параметра геологической благоприятности ( $F_{co}$ ) циклического заводнения, по которой выбираются участки со связанными прослоями с разной проницаемостью. Далее с учетом параметров гидродинамически связанной части коллектора по проницаемости и пористости низкопроницаемого прослоя определяется оптимальная продолжительность полуцикла воздействия.

На выбранных участках строилась четырехслойная геологостатистическая модель, по которой для каждого слоя определялись такие параметры, как проницаемость (абсолютная), эффективная толщина, пористость

и нефтенасыщенность. Пример подобных расчетов для одного из участков приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет продолжительности полуциклов воздействия по параметрам четырехслойной модели пласта на участке № 6 объекта АВ1-2 Урьевского м/р

Виды прослоев	k, мД	h, м	m, д.ед	S, д.ед	Примечание
Высокопроницаемый изолированный	84,2	0,85	0,22	0,50	X = 0,092 м <sup>2</sup> /с l = 800 м t = 40 сут
Высокопроницаемый связный	69,7	1,71	0,22	0,48	
Низкопроницаемый связный	164,1	1,95	0,24	0,57	
Низкопроницаемый изолированный	142,2	1,04	0,23	0,53	

Режимы работы нагнетательных скважин (время работы и остановки) при циклической закачке воды в пласт были определены исходя из расчетов оптимальной рабочей частоты смены циклов по формуле М.Л. Сургучева [20] с использованием параметров пласта, полученных из четырехслойной модели:

$$W_p = 2x / L^2 \text{ или } t = L^2 / 2x,$$

где  $W_p$  — рабочая частота колебаний расхода воды;

$x = k / (\mu \beta)$  — средняя пьезопроводность низкопроницаемых прослоев;

$\mu, m, k$  — характерные средние вязкость, пористость, проницаемость пласта, соответственно;

$\beta$  — коэффициент сжимаемости породы и жидкости;

$L$  — среднее расстояние от нагнетательных (циклическая закачка) до реагирующих скважин на участке;

$t$  — длительность полуцикла нестационарного воздействия.

Можно отметить, что до применения такого подхода не существовало количественного критерия для обоснования выбора как собственно технологии нестационарного заводнения, так и технологических параметров ее применения, например, такого, как продолжительность полуцикла. В этом заключается новизна методики.

После окончательного выбора участков с учетом реализуемой системы заводнения подбираются нагнетательные скважины и оптимальная схема их отключения. Для увеличения эффекта за счет ИНФП схема отключения

нагнетательных скважин не должна многократно повторять схемы отключения, применявшиеся в предыдущие годы.

#### **2.4.2 Применение метода циклического заводнения на ключевом месторождении**

В качестве примера на рисунке 20 приведена схема проведения циклического заводнения на участке №3 объекта БВЗ Ключевого месторождения, реализованная в 2014 году. Треугольниками синего цвета отмечены нагнетательные скважины, останавливаемые в первый полуцикл, треугольниками красного цвета – скважины, останавливаемые во второй полуцикл. Следует отметить, что в нагнетательные скважины № 4359Б, 4328, 170Р в январе осуществлялась закачка гелеобразующего состава ГОС-1(АС). На рисунке 20 эти скважины отмечены кружками лилового цвета.

Реагирующие добывающие скважины № 4336, 4358, 4439, 4450, 5068, 5070, 5073 были исключены из расчетов эффективности нестационарного заводнения, однако стоит заметить, что снижение обводненности и рост дебита нефти скважин начались именно после начала реализации метода НЗ.

Перераспределение градиентов давления и межпластовые перетоки в период реализации НЗ на данном участке позволили увеличить эффективность адресных обработок потокоотклоняющими составами. Дополнительная добыча нефти в результате реализации НЗ составила 2,4 тыс. т, а за счет увеличения нефтеотдачи (снижения обводненности) – 2,9 тыс. т. Помимо этого, реализация метода позволила на 17,7 тыс. т сократить объем отбора жидкости на участке.

Таким образом, применение нестационарного заводнения на участке №3 оказалось эффективным решением как с точки зрения повышения нефтеотдачи, так и в плане сокращения затрат на подъем и переработку добываемой воды.

На примере этого же участка Ключевого месторождения можно проследить динамику основных показателей разработки (рисунок 21). В результате реализации нестационарного заводнения в 2014 году на первом

участке Ключевого месторождения объем закачиваемой воды сократился со 101,3 до 48,6 тыс. м<sup>3</sup>, то есть больше чем в два раза.

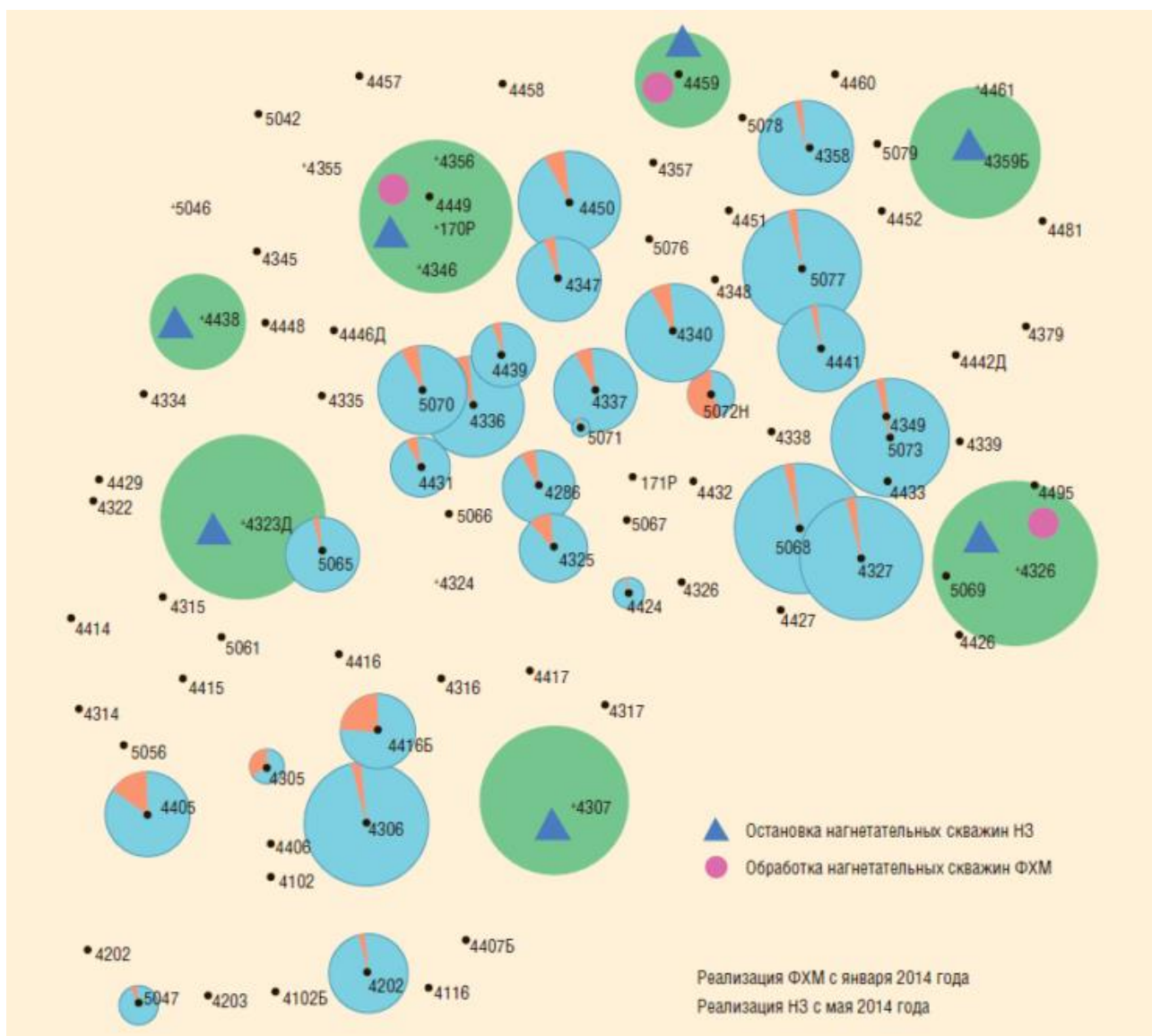


Рисунок 20 – Применение циклического заводнения на участке №3 объекта БВЗ Ключевого м/р

За период циклической закачки на этом участке ее физический объем сократился на 286 тыс. м<sup>3</sup>. Компенсация отборов жидкости закачкой на участке до начала проведения НЗ составляла более 240% и в период остановки нагнетательных скважин не снижалась ниже 119%. С окончанием НЗ компенсация превысила доциклический уровень, и в декабре 2014 года составила 245%. Таким образом, применяя нестационарное заводнение на участках

промысловых объектов, можно ограничивать малоэффективную закачку и при этом получать дополнительную добычу нефти как за счет перетоков нефти из разнопроницаемых прослоев при смене режимов работы нагнетательных скважин, так и за счет изменения направлений фильтрационных потоков на этих участках по площади эксплуатационных объектов.

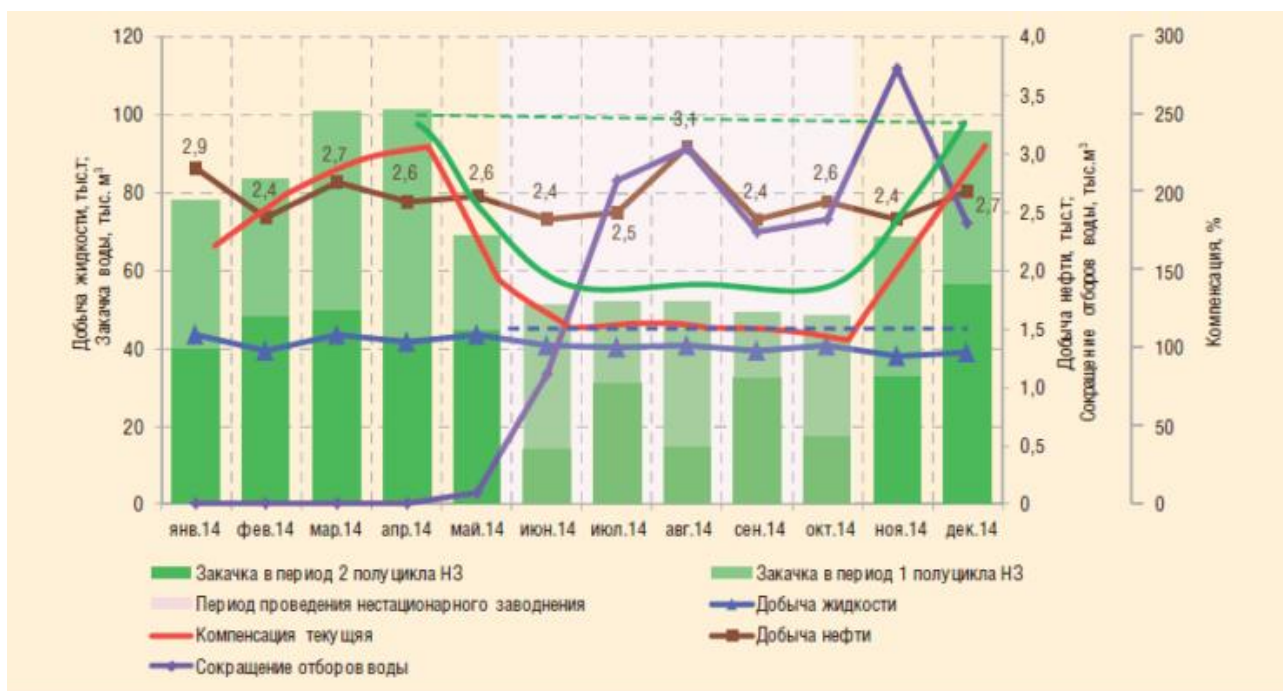


Рисунок 21 – Динамика основных показателей разработки при циклическом заводнении

Таким образом, в период с 2013 по 2015 год метод НЗ был реализован на 86 участках 20 месторождений, разрабатываемых предприятиями ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», отобранных по указанной методике. Успешность метода циклического заводнения за три года составила 83% от общего количества участков. Высокая эффективность методики подтверждается для всех групп пластов (АВ, БВ, БС, ЮВ, ЮС) месторождений. Главным объектом воздействия по количеству проведенных скважино-операций и числу участков стал объект АВ. Данный объект, расположенный на Урьевском месторождении, в рассматриваемый период был полностью охвачен НЗ [20].

Всего за три года было проведено 719 скважиноопераций, в результате которых удалось дополнительно добыть 112,5 тыс. т нефти при средней

удельной эффективности 150 т нефти на скважино-операцию. Расчет дополнительной добычи нефти производился по характеристикам вытеснения с разделением эффекта на эффект по интенсификации нефтедобычи и на эффект по нефтеотдаче (или эффект за счет снижения обводненности). Эффект получен, главным образом, за счет повышения нефтеотдачи пласта (118,8 тыс. т). Эффект, полученный за счет интенсификации нефтедобычи, оказался отрицательным – потери составили 6,3 тыс. тонн.

### **3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ЗАКАЧКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

Основные направления энергосбережения в системах ППД – повышение КПД насосных агрегатов и обеспечение их работы в номинальных режимах при изменяющихся нагрузках, а также исключение дросселирования потоков на входах в нагнетательные скважины. Энергоэффективность связана с обеспечением поскважинного управления закачками с возможностью формирования систем воздействия на отдельные блоки, участки и месторождение в целом. В данном случае энергосбережение заключается в увеличении коэффициента извлечения нефти, повышении интенсивности отборов, снижении обводненности скважин, т.е. в улучшении ключевых показателей процесса нефтедобычи.

В соответствии со сложившейся практикой и Нормами технологического проектирования объектов сбора, транспорта и подготовки нефти ВНТП-3–85 [21] типовая схема системы ППД выглядит следующим образом (рисунок 22): кустовая насосная станция (КНС) с блоком напорной гребенки – высоконапорные водоводы – водораспределительные пункты (ВРП) – водоводы от ВРП к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины. Главными элементами, определяющими энергосбережение и энергоэффективность, здесь являются КНС и регулирующие устройства скважин.

Абзац скрыт, так как содержит информацию, представляющую собой коммерческую тайну.

Решением проблемы в части обрудования могут стать плунжерные насосы с КПД до 80 %, которые в сочетании с частотным регулированием электродвигателя, возможностью смены плунжерных пар и подбором электродвигателя оптимальной мощности могут обеспечить режимы работы системы в широком диапазоне давлений и расходов.

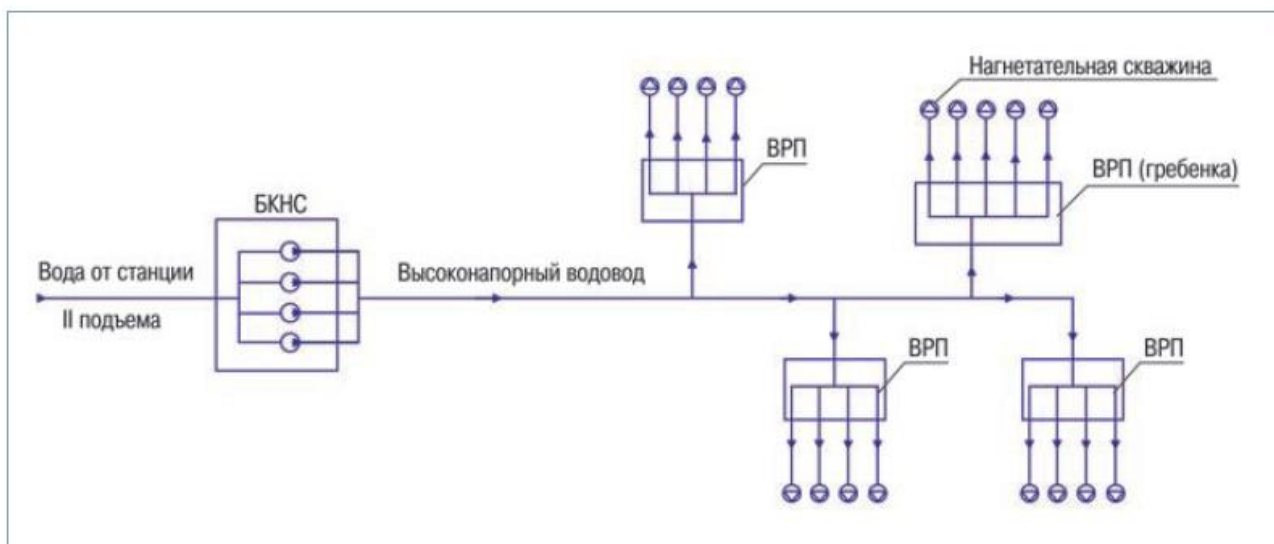


Рисунок 22 – Типовая схема системы ППД

Абзац скрыт, так как содержит информацию, представляющую собой коммерческую тайну.

Предлагаемое новое решение проблемы управления в системах ППД представлено на рисунке 23. В данном случае КНС, выполняемая на базе плунжерных насосов с давлением не более 6 МПа, играет роль станции второго подъема, высоконапорный водовод становится водоводом среднего давления, ВРП преобразуются в дожимные насосные пункты (ДНП) с размещением плунжерных или горизонтальных насосов на каждую нагнетательную скважину. Режимы работы насосов устанавливаются с диспетчерского пункта, что обеспечивает поскважинное управление закачками без дросселирования потоков. При такой структуре системы ППД значительно (до 40 %) сокращается металлоемкость высоконапорных водоводов, снижается вероятность их порывов.

Выбор схемы системы ППД и способа управления закачками в каждом конкретном случае должен проводиться на основе технико-экономических расчетов. Сравнение типовой и предлагаемой схем системы ППД (рисунок 22, 23) по величине установленной мощности насосных агрегатов для 17 нагнетательных скважин показало, что при одинаковых объемах закачки в варианте с использованием плунжерных насосов установленная мощность



электродвигателей насосных агрегатов на 37 % меньше, чем в варианте с БКНС с насосами ЦНС 180-1900.

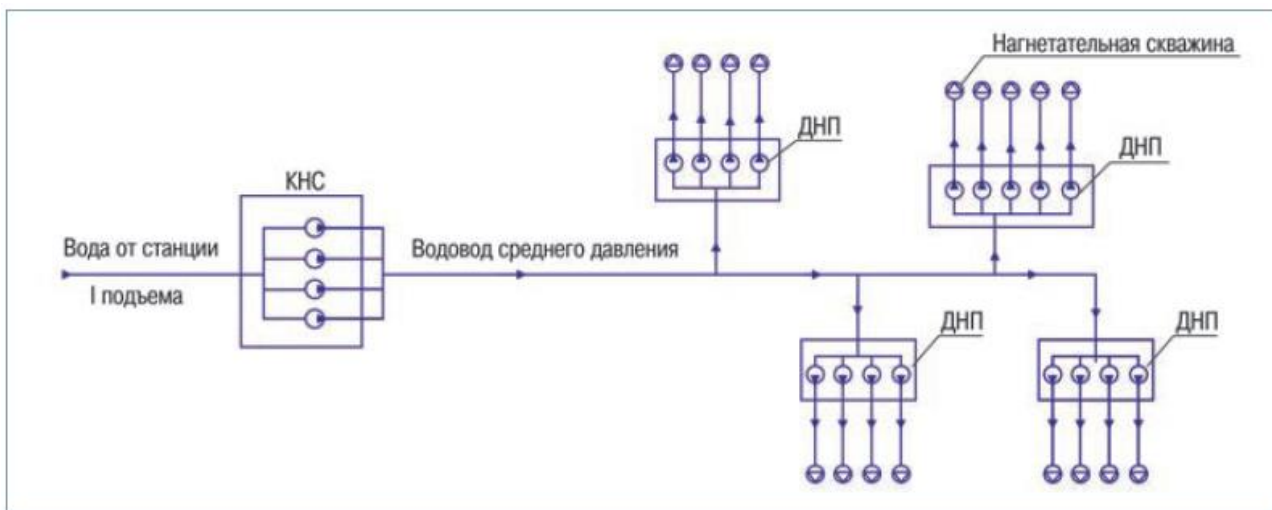


Рисунок 23 – Предлагаемая схема системы ППД

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет срока возврата инвестируемых средств на введение частотного регулируемого привода насосного оборудования для закачки рабочего агента в пласт системы поддержания пластового давления с учетом затрат на монтаж, транспортировку оборудования, оплату труда работников.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Средняя тарифная ставка стоимости 1 кВт*ч электроэнергии для промышленных предприятий.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%; Ставка дохода на инвестиции 15%.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическое обоснование внедрения технологии частотного регулирования насосного оборудования.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формируется расчет экономической эффективности внедрения нового оборудования. Обосновываются причины, приводящие к резким отклонениям от стандартной динамики. Рассчитывается инвестиционный проект применения частотного регулируемого привода на семь лет.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономического эффекта от внедрения технологии частотного регулируемого привода насосного оборудования, инвестиционного проекта сроком на 7 лет.

**Перечень графического материала**

1. Энергетические затраты системы поддержания пластового давления;

2. Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчету при частотном приводе;
3. Расчет экономии электроэнергии при использовании ЧРП;
4. Фактическое потребление электроэнергии с расчетом работы оборудования при частотном приводе за один месяц 2016 г.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибульникова Маргарита Рпдиевна	к.г.н.		29.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловна		29.03.2018

#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

Системы поддержания пластового давления (ППД) нефтяных месторождений характеризуются высокой энергоемкостью. Объемы воды, закачиваемой в продуктивные пласты с целью ППД, в 2-3 раза превышают объемы добываемой жидкости. На практике энергетические затраты на систему ППД составляют не менее 30 % общего электропотребления в нефтедобыче (рисунок 24). О размерах возможного эффекта с точки зрения энергосбережения здесь можно судить по величине удельного электропотребления, которое составляет 80-100 кВт·ч на 1 т добываемой нефти.



Рисунок 24 – Энергетические затраты системы поддержания пластового давления

Насосные агрегаты системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений, 95% из которых – это центробежные, являются наиболее энергозатратным оборудованием.

Нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск решений по сокращению затрат на данном направлении, повышение энергетической эффективности и надежности насосных агрегатов является актуальной задачей для отрасли добычи нефти и газа. Кроме того, специфика расположения нефтяных месторождений в труднодоступных и удаленных районах делает вопросы экономии электроэнергии социально значимыми для нефтедобывающих регионов.

Техническим решением для сокращения энергозатрат на систему ППД может выступить применение частотного регулируемого привода насосного оборудования для закачки рабочего агента в пласт.

Система частотного регулирования на базе средневольтных преобразователей частоты предназначена для управления производительностью насосных станций ППД.

Целями внедрения частотного регулируемого привода на КНС являются:

- гибкое управление технологическим процессом ППД;
- повышение энергоэффективности насосных станций;
- снижение аварийности трубопроводов за счет плавного запуска насосных агрегатов и точного поддержания заданного давления в системе;
- увеличение межремонтного срока насосных агрегатов и запорной арматуры за счет оптимизации режимов работы.

### **Энергосбережение**

Процент прямой экономии активной электроэнергии – от 10% до 50%. Экономия электроэнергии с помощью станции управления может быть получена:

- за счет регулирования скорости отдельных двигателей;
- за счет уменьшения числа работающих двигателей во время технологических пауз и снижении нагрузки при управлении группой из нескольких насосных агрегатов;
- за счет устранения неоправданных затрат, которые имеют место при альтернативных методах регулирования – дросселирование, механические регулирующие устройства.

### **Экономия ресурсов**

Регулирование позволяет предоставлять пользователям именно столько воды, сколько им необходимо в настоящий момент. В результате потребление ресурсов снижается.

## Снижение капитальных затрат и эксплуатационных расходов

Плавное регулирование скорости вращения электродвигателя позволяет, в большинстве случаев, отказаться от использования штуцеров (исключит их подбор) и другой регулирующей аппаратуры, что значительно упрощает управляемую механическую (технологическую) систему и повышает ее надежность. Частотный пуск обеспечивает плавный, без повышенных пусковых токов и механических ударов разгон двигателя, что увеличивает срок эксплуатации двигателей и связанных с ними механизмов.

### Функция энергосбережения

Электроника автоматически отслеживает потребление тока и корректирует напряжение на выходе преобразователя таким образом, чтобы потери в обмотках двигателя были минимальными, а КПД – максимальным.

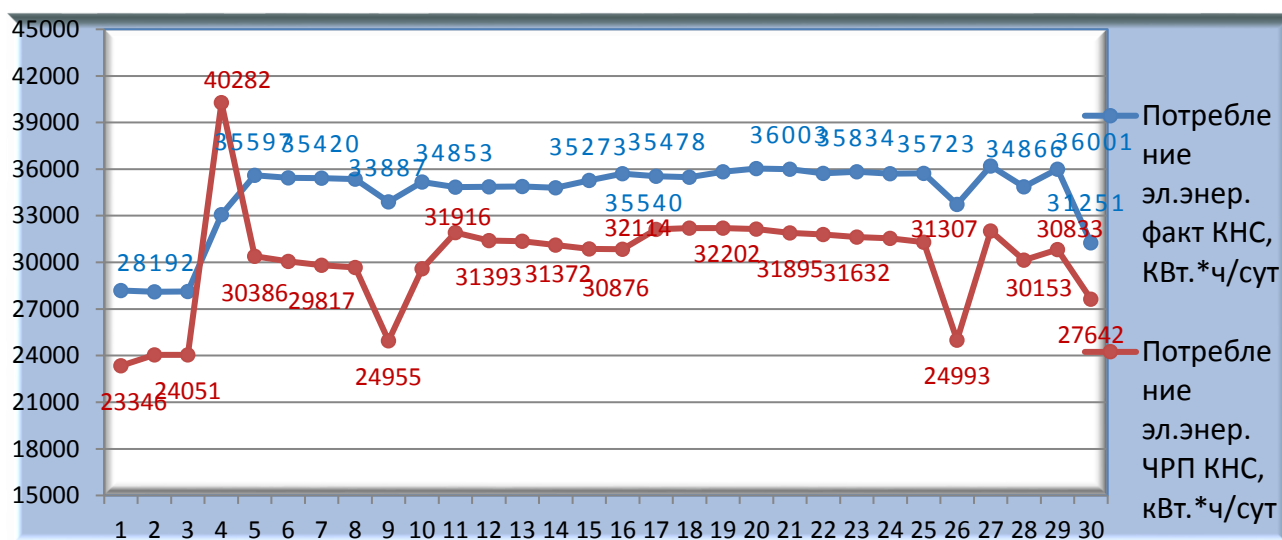


Рисунок 25 – Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчету при частотном приводе, кВт·ч/сут

Предлагаемые решения, направленные на повышение эффективности использования электрической энергии, предполагают сохранение существующего режима работы насосных станций. Экономичным способом регулирования параметров технологического процесса является изменение

частоты вращения насосного агрегата. На рисунке 25 приведена динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы КНС к расчету при частотном приводе.

Расчет экономии электроэнергии в кВт·ч/сут при использовании ЧРП отображен на рисунке 26:

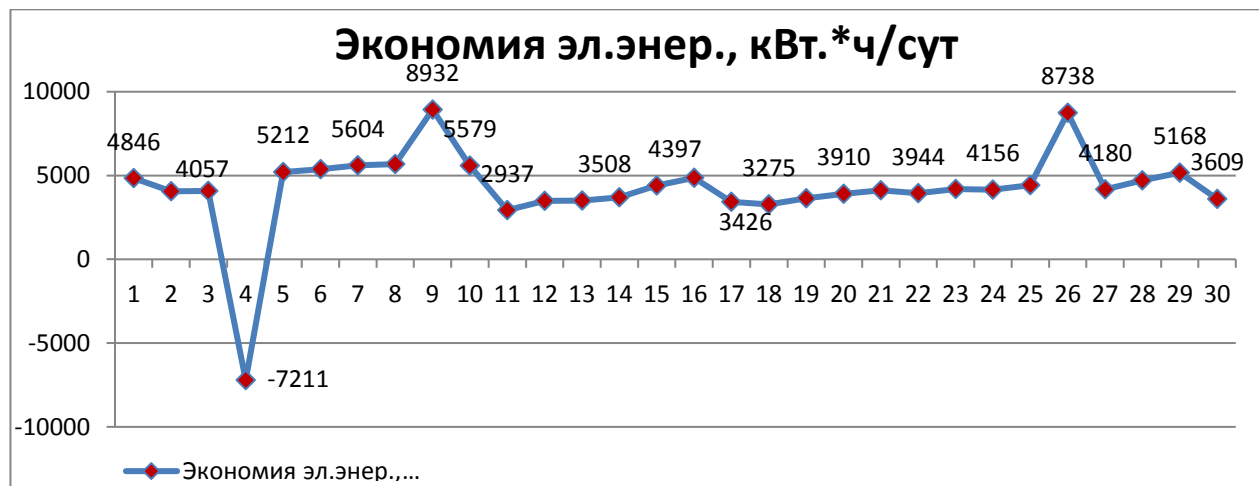


Рисунок 26 – Расчет экономии электроэнергии в кВт·ч/сут при использовании ЧРП

Экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода может достигать 13 % от действующего режима оборудования.

Пиковые скачки основаны именно на принципе работы системы по отношению к фактическому режиму работы оборудования, а именно подбора оптимальной частоты в зависимости от установленного режима.

Фактическое потребление электроэнергии с расчетом работы оборудования при частотном приводе представлено на рисунке 27.

По результатам анализа дана оценочная величина экономии энергоресурсов по внедрению мероприятий энергосберегающего оборудования при сохранении существующих режимов работы.

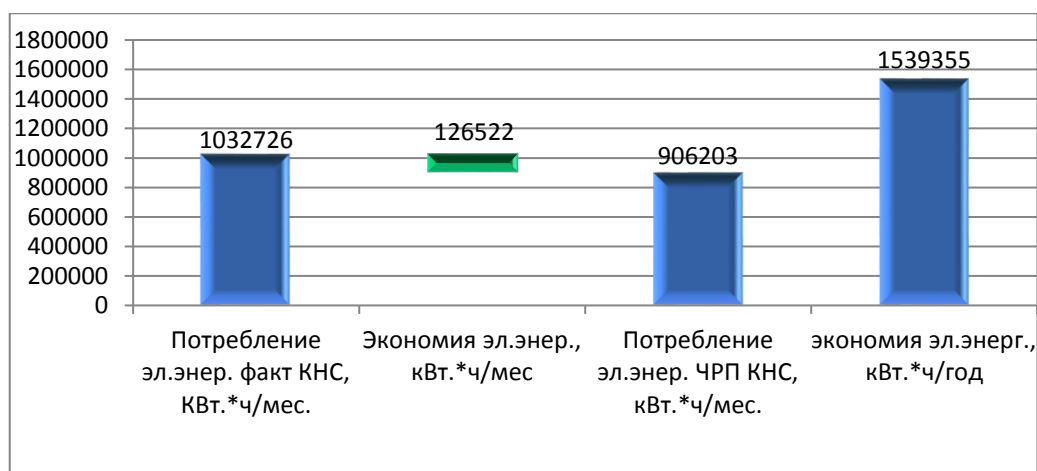


Рисунок 27 – Фактическое потребление электроэнергии с расчетом работы оборудования при частотном приводе

Ниже приведен пример расчета экономической эффективности исходя из среднего тарифа на электроэнергию, полученной в результате внедрения частотного регулируемого привода насосного оборудования для закачки рабочего агента в пласт системы поддержания пластового давления (таблица 10).

Таблица 10 – Результат расчета экономической эффективности применения частотного регулируемого привода

№ п/п	Показатель	Система электроснабжения	
		без ЧРП	с ЧРП
1	Тариф на электроэнергию, руб./кВт*ч <sup>1</sup>	2,66	2,66
2	Средняя суточная экономия электроэнергии, кВт*ч	–	4 228
3	Экономия электроэнергии в месяц, тыс.кВт*ч	–	129
4	Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч	–	1544
5	Стоимость сэкономленной электроэнергии в месяц, тыс. руб.	–	478
6	Стоимость сэкономленной электроэнергии в год, тыс. руб.	–	6107
7	Стоимость оборудования, тыс. руб. <sup>2</sup>	–	11670



<sup>1</sup> – Средний тариф в 2016 году на промышленных предприятиях.

<sup>2</sup> – Стоимость оборудования ЧРП является ориентировочной по состоянию на 2016 год.

В представленном технико-экономическом обосновании приведен анализ режима работы насосной станции по методике предлагаемой компанией ООО «Триол-Нефть» г. Москва.

В данном расчете экономическая эффективность проекта определяется экономией затрат на электроэнергию и рассматривается в расчете в качестве доходной части. Данные по сроку окупаемости системы ЧРП были рассчитаны согласно инвестиционному проекту на 7 лет и представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результат расчета инвестиционного проекта применения частотного регулируемого привода на 7 лет

Год реализации инвестиционного проекта	1	2	3	4	5	6	7
Вложения, тыс.руб. <sup>1</sup>	21970	–	–	–	–	–	–
Доход, тыс.руб.	–	6107	6107	6107	6107	6107	6107
Дисконтированный денежный поток, тыс.руб.	–	5310	4628	4016	3490	3038	2644
ЧДД, тыс.руб	-21970	-16660	-12032	-8016	-4526	-1488	1156

Срок окупаемости  $T_{ок} = 5 + 1156 / 1488 = 5,8$  года.

Реальный доход от инвестиционного проекта начнёт поступать только по истечении периода окупаемости.

В данном случае суммарный приведённый поток доходов равен = 23126 р.

Тогда ЧТСД = 23126 – 21970 = 1156 р.

Величина ЧТСД показывает, насколько возрастёт стоимость активов инвестора от реализации данного проекта.

Опираясь на данные таблицы 11 был произведен расчет срока окупаемости и составил 6,8 года при вложениях 21970 тыс.руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловне

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – система поддержания пластового давления на Приобском нефтяном месторождении, процесс нагнетания воды в пласт, оборудование повышения давления нагнетания рабочего агента.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Производственная безопасность</b>	<p><b>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>– Повышенный уровень вибрации.</li> </ul> <p><b>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Электрическая безопасность;</li> <li>– Пожарная и взрывобезопасность.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность</b>	<b>2.1. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и</b>

	истощения; 2.2. Охрана и рациональное использование земель.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Организационные мероприятия обеспечения безопасности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Костюченко Оксана Павловна		30.03.2018

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;

соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;

- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях в рамках ее сферы влияния.

Объект исследования – блочная кустовая насосная станция (БКНС), используемая для перекачивания пластовой и пресной воды и ее подвода на прием нагнетательных скважин в общий комплекс поддержания давления в пласте. Работы по заданному режиму эксплуатации БКНС включают в себя обслуживание, монтаж и демонтаж низко– и высоконапорного оборудования, электрооборудования, а также контроль за работой сепараторов и насосных установок. Ведутся работы круглогодично.

В главе «Социальная ответственность» были проанализированы вопросы производственной безопасности (вредные факторы, опасные факторы), рассмотрены составляющие экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также выявили правовые и организационные мероприятия повышения безопасности.

### **4.1 Производственная безопасность**

На здоровье и работоспособность человека в процессе труда оказывает влияние совокупность факторов производственной среды и трудового процесса.

Вредный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который вызывает профессиональную патологию, временное или стойкое

снижение работоспособности, повышает частоту соматических и инфекционных заболеваний.

Опасный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, который является причиной острого заболевания или внезапного ухудшения здоровья, смерти.

#### **4.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных факторов, таких как порыв газа и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Производственный процесс характеризуется утечками токсичных и вредных веществ в атмосферу, недостаточной освещенностью рабочего места, повышенным уровнем шума, вибрации, отклонениями показателей климата на открытом воздухе.

##### **4.1.1.1 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу**

В процессе выполнения производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, по причине коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Средства коллективной защиты (СКЗ) – это средства, используемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работников вредных и опасных производственных факторов, а также для защиты от загрязнения.

На данном объекте исследования необходимо: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) – средства, используемые работником для предотвращения или уменьшения воздействия вредных и опасных производственных факторов, а также для защиты от загрязнения. А именно: очки, защитные маски, противогазы.

#### 4.1.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.0.003-86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности [23]. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 12 отражены необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и подразрядом зрительных работ.

Таблица 12 – Необходимые уровни освещенности в соответствии со СНиП 23–05–95

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				комбинированное	в т.ч. от общего
Блок распределения воды БГ	Грубая	VI	0,6		100(75)
БКНС	Средней точности	IV г	0,9		150 (100)

### 4.1.1.3 Повышенный уровень шума

Шум — это совокупность звуков, неблагоприятно воздействующих на организм человека и мешающих его работе и отдыху.

Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты, которые могут привести к временному ухудшению слуха, головной боли, а также нервному расстройству при периодическом воздействии на работника.

Уровни звука на рабочих местах не должны превышать значений, указанных в таблице 13 [24].

Таблица 13 – Допустимые уровни звука на рабочих местах

Наименование объекта (помещений)	Уровень звука, дБ
Блок обогрева вахтового персонала	55
Блок распределения воды БГ	80
БКНС	80

Для снижения производственного шума предусмотрены средства защиты от повышенного уровня шума на рабочем месте:

- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных блоках, требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- применение звукоизоляционных материалов, звукопоглощающих перегородок, амортизирующих прокладок и т.д.;
- проведение своевременного ремонта оборудования.

### 4.1.1.4 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата на месторождении непосредственно связаны с погодными условиями: температура воздуха, осадки, влажность климата и т.д.

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Зимний период отличается большой продолжительностью и низкими температурами. Средние значения температур воздуха в январе составляют  $-19...-20$  °С, возможны значительные понижения до  $-30...-35$  °С. Абсолютный минимум температуры воздуха  $55$  °С. Лето короткое, но теплое иногда жаркое. Средние температуры воздуха июля составляют  $+17...+18$  °С, максимальные показания составляют  $+30...+35$  °С, абсолютный температурный максимум  $+37$  °С. Средний показатель периода с положительными температурами составляет 85-115 дней.

При проведении работ на открытых площадках Приобского нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

#### **4.1.1.4 Повышенный уровень вибрации**

Вибрация представляет собой процесс распространения механических колебаний в твердом теле.

Вибрация по способу передачи телу человека подразделяется на общую (воздействие на все тело человека) и локальную (воздействие на отдельные части тела – руки или ноги). Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, снижается производительность и качество труда.



Локальная вибрация вызывает спазмы сосудов, которые начинаются с концевых фаланг пальцев рук и распространяются на всю кисть, предплечье, захватывают сосуды сердца.

Для снижения вибрации предусмотрены средства защиты следующие средства защиты:

- насосные агрегаты размещены в автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- опасные с точки зрения вибрации участки выделяются надписями, предупреждающими знаками, окраской и т. п.

## **4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

### **4.1.2.1 Электрическая безопасность**

Технологический процесс на БКНС характеризуется возможностью поражения электрическим током при соприкосновении с незаземленными участками токоведущих частей электрических машин, при повреждении на электрооборудовании и кабелях, а также при нарушении правил электробезопасности.

В целях недопущения поражения электрическим током, необходимо предпринять комплекс мер, предусматривающий следующие этапы:

- Все электрооборудование и электроарматура должны эксплуатироваться в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации электроустановок";
- Разборка и ремонт электрооборудования, электродвигателей и электроаппаратуры и т.п. должны производиться только при снятом напряжении и только электроремонтным персоналом, имеющим на это разрешение соответствующих служб;
- Перед подачей электроэнергии на БКНС необходимо проверить, чтобы все работы на электрооборудовании и электроустановках были закончены, заземление подсоединено, чтобы не было оголенных концов кабелей,

проводов, все распределительные устройства и щиты должны быть закрыты на замок;

- Все электрооборудование и аппараты должны быть заземлены;
- Каждый рабочий, работающий с электрооборудованием должен иметь на рабочем месте диэлектрические резиновые перчатки и диэлектрический резиновый коврик.

#### **4.1.2.2 Пожарная и взрывобезопасность**

Используемые в технологических процессах БКНС материалы и продукты опасны во взрывопожарном отношении.

Пожароопасность обусловлена наличием в производстве нефти, углеводородного газа, горючих жидкостей (ингибитор коррозии), горючих материалов (электрические кабели, смазочные масла и промасленные материалы, пирофорные соединения).

Взрывоопасность обусловлена наличием в производстве углеводородных паров и газов, которые в смеси с кислородом воздуха могут образовывать в определенных пределах концентраций взрывоопасные смеси. При наличии источника зажигания может произойти хлопок, взрыв.

Для исключения возможности взрывов, пожаров и ожогов необходимо соблюдать следующие условия ведения процесса:

- Обеспечивать ведение технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента, инструкции по рабочим местам, инструкций заводов изготовителей оборудования.

При этом не допустимо повышение или понижение значений параметров технологического процесса (давления, температуры, уровня концентрации вредных и взрывоопасных веществ в воздухе и др.) выше или ниже допустимых значений указанных в этих документах.

В том случае, когда значения параметров выходят за допустимые пределы и вмешательство обслуживающего персонала не позволяет вернуть их к норме,

узел на котором произошла неполадка или БКНС в целом должны быть остановлены для выяснения причины и устранения неполадки.

- Поддерживать в работоспособном состоянии средства КИПиА, системы сигнализации и блокировок ПАЗ. Работа с отключенными блокировками запрещается;
- Проводить газоопасные и огневые работы по наряду–допуску, согласованному со службами предприятия и утвержденным техническим руководителем ООО «Газпромнефть–Хантос»;
- Содержать в исправном и рабочем состоянии средства пожаротушения;
- Систематически проверять и опробовать систему противопожарного водопровода;
- В целях недопущения пролива продукта, загазованности помещений, все оборудование и трубопроводы перед заполнением их рабочими средами должны быть испытаны на герметичность под рабочим давлением. Все неплотности в системе отыскиваются с помощью течеискателя или путем обмыливания фланцевых и резьбовых соединений, сальников арматуры и др. и устраняются после сброса из системы давления;
- Работы, связанные с опасностью прорыва газа в помещение, работы в газоопасной среде должны производиться специально обученными людьми с применением специального оборудования и инструмента под непосредственным и непрерывным наблюдением ответственного лица из числа инженерно-технического персонала цеха;
- Курить разрешается только в специально отведенных местах.

Пожаробезопасность БКНС обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ко всем сооружениям предусмотрены подъездные дороги;

- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от статического электричества;
- предусмотрена аварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- в закрытых помещениях предусмотрена вентиляция, обеспечивающая чистоту воздуха;
- конструкция насосных агрегатов и объем защит обеспечивает нормальную их работу без обслуживающего персонала и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- территория БКНС (совместно с ДНС с УПСВ) имеет сетчатое ограждение по всему периметру, на въезде на территорию предусматривается проходная, исключающая проникновение посторонних;

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости.

В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

#### **4.2 Экологическая безопасность**

Вопросам экологической безопасности в настоящее время уделяется повышенное внимание, многие компании придерживаются особой политики в области экологии.

Основными факторами вредного воздействия на природу являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований;

- сжигание попутного нефтяного газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на окружающую среду:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

#### **4.2.1 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

БКНС является технологическим объектом, оказывающим непосредственное влияние на состояние подземных вод. Закачка воды с целью поддержания пластового давления

В целом для надежной охраны недр и подземных вод на разрабатываемых месторождениях нефти предусматривается применение ряда типовых мероприятий:

- изоляция водоносных горизонтов инфильтрационного питания специальной технической колонной (кондуктором);
- использование малотоксичных буровых растворов, не содержащих нефти;
- качественное цементирование всех обсадных колонн с подъемом цемента до устья и контроля высоты подъема;
- использование превенторного оборудования для предотвращения выбросов в ходе бурения.

Для защиты окружающей территории куста водозаборных скважин в случае аварийного выброса нефтесодержащей жидкости предусмотрено обвалование площадки по всему периметру высотой 1,0 м и шириной поверху 0,5 м.

Для исключения загрязнения прилегающих территорий и отвода дождевых и поверхностных вод предусмотрена планировка площадки куста скважин с уклоном в сторону шламового амбара.

Шламовый амбар с оставшимися в нем отходами бурения является потенциальными загрязнителями окружающей природной среды. Проектом предусматривается рекультивация шламового амбара.

Для исключения загрязнения прилегающей территории и грунтовых вод отходами бурения предусмотрена гидроизоляция дна и стенок шламового амбара высокопрочной полиэтиленовой пленкой и геотекстилем.

#### **4.2.2 Охрана и рациональное использование земель**

Загрязнение почв высокоминерализованными водами и нефтью приводит к значительному экономическому и экологическому ущербу.

Загрязнение почв высокоминерализованными водами и нефтью приводит к значительному экономическому и экологическому ущербу.

Рекультивация нарушенных земель носит природоохранное направление и выполняется в два этапа: технический и биологический.

На техническом этапе производятся следующие работы:

- уборка порубочных остатков и строительного мусора;
- засыпка рытвин и ям, планировка нарушенной поверхности;
- нанесение плодородного почвенно-растительного слоя или торфо–песчаной смеси (ТПС).

В тех случаях, когда толщина почвенно-растительного слоя невелика (менее 30 см) и проектом снятие и складирование плодородного слоя почвы не предусматривается, вместо него применяется слой ТПС (50–75 % песка и 25–50 % торфа) мощностью 0,15 м.

Биологическая рекультивация производится на суходольных участках и включает следующие агротехнические мероприятия:

- внесение минеральных удобрений: фосфорно-калийных и азотных в дозе 10–12 г азота на 1 м<sup>2</sup>. Рекомендуется использование комплексного удобрения нитроаммофоски в дозе 9 г действующего вещества на 1 м<sup>2</sup>;
- боронование (или фрезерование) поверхности;
- посев многолетних трав.

При рекультивации участков с сильным загрязнением требуется проведение специальных мероприятий, способствующих созданию аэробных условий и активизации углеводородокисляющих микроорганизмов.

### 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Главную опасность для экологии представляют аварии, в результате которых происходит нефтяной разлив (По результатам анализа дана оценочная величина экономии энергоресурсов по внедрению мероприятий энергосберегающего оборудования при сохранении существующих режимов работы.

Таблица 14 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива

<b>Масштаб чрезвычайной ситуации</b>	<b>Объемы разлитой нефти, тонн</b>	<b>Границы распространения чрезвычайной ситуации</b>
Локального значения	100 тонн разлившиеся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта

## Продолжение таблицы 14

1	2	3
Местного значения	500 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект
Территориального значения	1000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации
Регионального значения	5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации
Федерального значения	более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический [25].

### **Механический метод ликвидации**

Одним из главных методов ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов (ННП) является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

### **Термический метод ликвидации**

Основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

### **Физико-химический метод ликвидации**



Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, при малой толщине пленки или когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Самое важное заключается в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также подготовки персонала к действиям в этих условиях. Затем разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

#### **4.4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности**

Организация трудового процесса производится с учётом высокой интенсивности труда при соблюдении безопасности сохранения здоровья работающих.

К действующим законодательным документам, регулирующим трудовые отношения и условия труда работников относятся:

- Конституция Российской Федерации.
- Федеральный закон (ФЗ) «Об основах охраны труда в РФ».
- ФЗ «О санитарно – эпидемиологическом благополучии населения».
- ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».
- Основы законодательства РФ об охране здоровья граждан.
- Трудовой кодекс РФ.

Постановлением Правительства РФ 23 мая 2000 г. определены следующие виды нормативных правовых актов по охране труда:

- Межотраслевые правила по охране труда, межотраслевые типовые инструкции по охране труда;
- Отраслевые правила по охране труда, типовые инструкции по охране труда;
- Правила безопасности, правила устройства и безопасной эксплуатации, инструкции по безопасности;
- Государственные стандарты системы стандартов безопасности труда;
- Строительные нормы и правила, своды правил по проектированию и строительству;
- Государственные санитарно-эпидемиологические правила и нормативы, гигиенические нормативы, санитарные правила и нормы; санитарные нормы.

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием;
- Правильное расположение и компоновка рабочего места;
- Технологические перерывы;
- Проветривание помещения;
- Предусмотреть комнаты психологической разгрузки;
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности.

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

Руководители всех уровней, от генерального директора до мастера, обеспечивают выполнение требований предприятия при методической

поддержке специалистов в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из проведенного анализа энергоэффективных методов и усовершенствованию технологических схем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений можно сделать следующие выводы:

1. Согласно проделанному анализу состояния эксплуатации и основных направлений энергосбережения в системе поддержания пластового давления:

- Определены цели, задачи, требования к системе поддержания пластового давления: расширение диапазона и видов воздействия на пласт, повышение экономичности, информативности и управляемости.
- Обозначены основные направления энергосбережения в системах ППД – сокращение объемов воды, циркулирующей в системе; рациональное использование воды-рабочего агента, повышение эффективности процесса закачки и эксплуатации оборудования; потенциал снижения удельного расхода электроэнергии.

2. В соответствии с анализом энергоэффективного оборудования и методов повышения энергоэффективности эксплуатации системы ППД были выделены:

- Горизонтальные насосные установки – более высокий КПД, низкое энергопотребление, простота и удобство монтажа ГНУ могут применяться на месторождениях как отдельно, так и в составе блочных кустовых насосных станций (БКНС), рассчитанных на эксплуатацию в различных погодных-климатических условиях и оснащенных различными системами автоматизации и контроля, включая станцию управления с частотным преобразователем.
- Плунжерные насосные агрегаты объемного действия: высокий КПД насосов и агрегатов, низкое энергопотребление, КПД насоса сохраняется на прежнем уровне даже при изменении его подачи.

- Снижение удельной аварийности трубопроводов системы ППД: преимуществом стало снижение количества некатегорийных отказов ВВД.
  - Выбор участков для нестационарного заводнения с использованием геолого-статической модели: за счет создания нестационарных перепадов давления вследствие попеременного изменения режима нагнетания воды по группам нагнетательных скважин данный способ позволяет включить в работу ранее не охваченные заводнением прослой, зоны и участки коллекторов с пониженной проницаемостью.
3. Усовершенствование технологических схем закачки для повышения энергоэффективности эксплуатации системы ППД позволяет: сократить металлоемкость высоконапорных водоводов, снизить вероятность их порывов.

При проведении расчета экономической эффективности применения частотного регулируемого привода был составлен инвестиционный проект на 5 лет при ставке дохода на инвестиции 15 %. Срок окупаемости, с учётом временной оценки денежного потока при вложениях 26970 тыс.руб.<sup>2</sup> составил 3 года.

Проанализировав выявленные вредные и опасные факторы при разработке и эксплуатируемого решения, составляющие экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях определены организационные мероприятия обеспечения безопасности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мани Л. Транспорт, энергетика и будущее /Пер. с англ. М. Мир, 1987. –160 с.
2. Яртиева, А.Ф. Учет энергетических затрат на добычу нефти [Текст] / А. Ф. Яртиева, Р.Б. Фаттахов. – М.; ВНИИОЭНГ, 2007. – 150 с.
3. Яртиева, А.Ф. Инвестиционное проектирование в нефтедобыче [Текст] / А.Ф. Яртиева. – М.: ВНИИОЭНГ, 2011. – 237 с.
4. Накоряков, В.Е. О роли государственного сектора в будущем топливно-энергетического комплекса России [Текст] /В.Е. Накоряков // Энергия: Экономика, техника, экология. –2006. –№ 12.–С. 13–15.
5. Ибатуллин, Р.Р. Теоретические основы процессов разработки нефтяных месторождений: курс лекций. Часть I. Системы и режимы разработки [Текст] / Р.Р. Ибатуллин // АГНИ. – Альметьевск.: АГНИ, 2007. – 100 с.
6. Муслимов, Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения [Текст] / Р.Х. Муслимов // Казанский университет. – Казань.: Изд-во Казанского университета, 2003. – 596 с.
7. Фильтрация в низкопроницаемых коллекторах (на примере Приобского месторождения) / А.С. Трофимов, С.В. Мигунова, С.Т. Полищук и др. // Материалы городской научно–практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых, г. Тюмень. – 2015. – №2. – С. 39–43.
8. Горбатиков, В.А. Системы поддержания пластового давления в новых условиях [Текст] / В.А. Горбатиков, М.В. Зубов, А.А. Кислицын // Нефтяное хозяйство. - 2006. - № 1. - С.56-58.
9. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. – 720 с.
10. Яртиева, А.Ф. Учет энергетических затрат на добычу нефти [Текст] / А. Ф. Яртиева, Р.Б. Фаттахов. – М.; ВНИИОЭНГ, 2007. – 150 с.

11. Ибрагимов, Н.Г. Оценка энергетических потерь, возникающих при неконтролируемой закачке воды в пласт через систему поддержания пластового давления [Текст] / Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, Г.А. Федотов, М.Ш. Каюмов, И.В. Владимиров // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 12. – С. 28–31.
12. Дажук, М.А. Мероприятия по повышению энергоэффективности эксплуатации объектов системы ППД в ОАО «Славнефть–Мегионнефтегаз» [Текст] / М.А. Дажук, М.В. Чумин // Инженерная практика. - 2017. - № 1. - С.23-25.
13. Багманов, А.А. Насосы центробежные системы ППД нефтяных месторождений. Исследование. Проектирование. Эксплуатация [Текст] / А.А. Багманов. - KG Gemany.: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. – 2012. - 108 с.
14. Байков И.Р. Повышение энергоэффективности нефтедобычи / И.Р.Байков, М.В.Елисеев // Инженерная практика. — 2017. — № 3. — С. 42—43.
15. Инструкция по оптимизации насосного оборудования для групповой и индивидуальной закачки воды в системе ППД ОАО «Татнефть» [Текст] : РД 153-39.0-448-06 : утв. ОАО «Татнефть» : ввод в действие с 24.04.06. - Бугульма: ТатНИПИнефть, — 2005. — 80 с.
16. Велиев М.К. Оптимизация управления кустовыми насосными станциями технологической системы ППД // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: Ма-териалы региональной науч.-практич. конф. студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. — С. 75—77.
17. Данилов О.В. Энергоэффективное оборудование для системы ППД производства ГК «СИСТЕМА–СЕРВИС» / Данилов О.В. // Инженерная практика. — 2017. — № 5. — С. 9—10.
18. Рудольф А.А. Снижение удельной аварийности трубопроводов системы ППД ТПП «Лангепаснефтегаз» / Рудольф А.А., Великжанина Н.В., Григорьева Е.Н. // Инженерная практика. — 2016. — № 9. — С. 15—16.

19. Обоснование применения нестационарного заводнения на Южно-Выинтойском месторождении / М.Р. Дулкарнаев, В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко // Территория НЕФТЕГАЗ. 2014. № 12. С. 98-100.
20. Гуляев В.Н., Киприн И.И. О реализации нестационарного заводнения на объекте АВ1-2 Урьевского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 9. С. 76-81.
21. ВНТП-3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – М.: Миннефтепром СССР, 1985.
22. Пат. № 2186954 РФ. Способ управления системой поддержания пластового давления/В.А. Горбатиков, А.П. Пальянов/Заявитель и патентообладатель ОАО «Гипротюменнефтегаз». №2000119331/03; заявл. 19.07.2000; опубл. 10.08.02.
23. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
24. ВНТП 01/87/04-84. Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно – комплектных устройств. Нормы технологического проектирования.
25. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов.



**Приложение А**  
**(обязательное)**

**Технологическая схема водоводов Приобского месторождения 2015 г.**

Приложение А не может быть опубликовано, так как представляет собой коммерческую тайну.