

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



Институт Природных Ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы   |
|---|
| <b>СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ГИДРОСИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО<br/>ДАВЛЕНИЯ НА П-ОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b> |

УДК 622.276.43-047.44(571.122)

**Студент**

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БЗД   | Дусеев Ильгиз Рауфович |         |      |

**Руководитель**

| Должность                | ФИО                           | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель | Максимова Юлия<br>Анатольевна |                           |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО                               | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Пожарницкая Ольга<br>Вячеславовна | К.Э.Н.                    |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова Ольга<br>Александровна |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент        | Чернова Оксана<br>Сергеевна | К.Г.–М.Н.                 |         |      |

Томск – 2017 г.

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

---

Институт Природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(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                       |
|--------|---------------------------|
| 2БЗД   | Дусееву Ильгизу Рауфовичу |

Тема работы:

|   |
|---|
| <b>СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ГИДРОСИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ<br/>НА П–ОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b> |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   |

|  |  |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: |  |
|--|--|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |  |
|---|--|
| <p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>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.</p> |
|---|--|

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <p>История возникновения системы поддержания пластового давления, современное представление о системах поддержания пластового давления, технологическая схема системы поддержания пластового давления на П–ом месторождении, оборудование для повышения давления нагнетания закачиваемого в пласт агента, экономический эффект от внедрения технологии частотного регулируемого привода насосных установок</p> |
|--|--|

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> |  |
|--|--|

|   |  |
|---|--|
| <p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p> |  |
|---|--|

| Раздел  | Консультант                                   |
|---|---|
| «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | Доцент, к.э.н. Пожарницкая Ольга Вячеславовна |
| «Социальная ответственность»                                      | Ассистент Немцова Ольга Александровна         |

|  |
|--|
| <p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p> |
|--|

Общие сведения о системах поддержания пластового давления

Анализ системы поддержания пластового давления и меры ее совершенствования на П–ом месторождении

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

Заключение

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БЗД   | Дусеев Ильгиз Рауфович |         |      |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 с., 23 рис., 16 табл., 26 источников, 3 прил.

Ключевые слова: СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ, ГИДРОСИСТЕМА, ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ОДНОВРЕМЕННО – РАЗДЕЛЬНАЯ ЗАКАЧКА, ЧАСТОТНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ, ЗАВОДНЕНИЕ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ.

Объектом исследования являются системы поддержания пластового давления на П–ом месторождении.

Цель работы – проанализировать существующие системы поддержания пластового давления и рассмотреть внедрение в данные системы новых технологий и оборудования.

В результате исследования был проведен системный анализ и получено полноценное представление о существующей системе поддержания пластового давления на П–ом месторождении, проанализированы технологии, внедренные ранее с целью модернизации системы поддержания пластового давления, а также была рассмотрена вероятность внедрения новых технологических решений для совершенствования существующих систем. Приведены данные об энергоэффективности задействования нового оборудования в натуральных показателях на месторождении дочернего предприятия со схожей структурой, показатели пересчитаны в стоимостном выражении для оценки экономического эффекта.

Экономическая эффективность работы выражается в возможности совершенствования системы ППД и заимствования имеющегося положительного опыта и реализации его на объектах ООО «Г...–Х...».

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word и векторном графическом редакторе Microsoft Visio.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

ПД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

КНС – кустовая насосная станция;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

ДНС – дожимная насосная станция;

УС – узел сепарации;

КПД – коэффициент полезного действия;

ВРБ – водораспределительный блок;

БГ – блок гребенки;

ФОЖ – форсированный отбор жидкости;

ГТМ – геолого–технические мероприятия;

ТПП – территориально–производственное предприятие;

ВП – высокопроницаемый пропласток;

НП – низкопроницаемый пропласток;

ФЕС – фильтрационно–емкостные свойства;

ПГИ – промыслово–геофизические исследования;

ВЗ – водозаборная скважина;

УПН – установка подготовки нефти;

ОСТ – отраслевой стандарт;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

АСУТП и ЭО – автоматизированная система управления технологическими процессами и электрооборудованием;

БНСП – блочная насосная станция с приводом;

ГНУ – горизонтальная насосная установка;

СУ – станция управления;

ОРЗ – одновременно–раздельная закачка;

ЧРП – частотный регулируемый привод;

СЧР – система частотного регулирования;

УБПВД – установка безударного пуска высоковольтных двигателей;

ТПЧ – высоковольтный преобразователь частоты;

ШК – шкаф контроллера;

ШВК – шкаф высоковольтный коммутационный;

СПО – спуско–подъемные операции;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПДВ – предельно допустимые выбросы;

ЦНС – центральная насосная станция;

КИПиА – контрольно–измерительные приборы и автоматика;

ПАЗ – противоаварийная защита;

ТПС – торфо–песчаная смесь;

ННП – нефть и нефтепродукты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 9  |
| 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....   | 11 |
| 1.1 История возникновения системы поддержания пластового давления.....   | 11 |
| 1.2 Современное представление о системах поддержания пластового давления.....  | 13 |
| 1.3 Разработка нефтяных залежей гидродинамическими методами.....   | 15 |
| 1.3.1 Форсированный отбор жидкости .....   | 16 |
| 1.3.2 Нестационарное (циклическое) заводнение.....   | 18 |
| 1.4 Геолого–промысловые особенности разработки П–го месторождения.....   | 21 |
| 1.5 Анализ фонда нагнетательных скважин на П–ом месторождении .....  | 26 |
| 2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И МЕРЫ ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НА П–ОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....  | 30 |
| 2.1 Требования к закачиваемой воде и технологические решения, применяемые к агентам заводнения на П–ом месторождении.....  | 30 |
| 2.2 Технологическая схема системы поддержания пластового давления на П–ом месторождении.....   | 33 |
| 2.3 Оборудование для повышения давления нагнетания закачиваемого в пласт агента.....   | 35 |
| 2.3.1 Установки для поддержания пластового давления типа блочная насосная станция с приводом. Технические (технологические) особенности внедрения установки поддержания пластового давления блочная насосная станция с приводом на П–ом месторождении..... | 36 |
| 2.3.1.1 Устройство и характеристики блочной насосной станции с приводом.....   | 38 |
| 2.3.1.2 Технологическая схема, принцип работы блочной насосной станции с приводом, преимущества и недостатки, эффективность внедрения.....   | 40 |
| 2.3.1.3 Сравнение блочных насосных станций с приводом с наземным и погружным электродвигателем.....  | 42 |
| 2.3.1.4 Станция управления.....  | 44 |
| 2.3.2 Установки для поддержания пластового давления типа горизонтальная насосная установка.....  | 45 |
| 2.3.2.1 Назначение и устройство горизонтальной насосной установки.....   | 45 |
| 2.3.2.2 Принцип закачки воды с использованием горизонтальной насосной установки, эффективность внедрения.....  | 47 |
| 2.3.3 Высоконапорная закачка воды с использованием водозаборной скважины.....  | 48 |
| 2.4.1 Совершенствование технологии одновременно–раздельной закачки для многопластовых месторождений.....   | 55 |
| 2.5 Внедрение частотного регулирования привода насосного оборудования блочной кустовой насосной станции.....   | 58 |
| 3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....   | 67 |
| 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....  | 75 |
| 4.1 Производственная безопасность.....   | 75 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 4.1.1   | Анализ вредных факторов .....  | 76 |
| 4.1.1.1 | Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....                   | 76 |
| 4.1.1.2 | Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.....                            | 77 |
| 4.1.1.3 | Повышенный уровень шума.....   | 78 |
| 4.1.1.4 | Недостаточная освещенность рабочей зоны.....                                   | 80 |
| 4.1.1.5 | Повышенный уровень вибрации.....   | 80 |
| 4.1.2   | Анализ опасных факторов.....   | 81 |
| 4.1.2.1 | Механические опасности.....  | 81 |
| 4.1.2.2 | Электрическая безопасность.....  | 82 |
| 4.1.2.3 | Пожарная, газо– и взрывобезопасность.....                                      | 83 |
| 4.2     | Экологическая безопасность.....  | 85 |
| 4.2.1   | Охрана поверхностных и подземных вод .....                                     | 87 |
| 4.2.2   | Охрана и рациональное использование земель.....                                | 88 |
| 4.3     | Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....                                    | 89 |
| 4.4     | Организационные мероприятия обеспечения безопасности.....                      | 91 |
|         | ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....  | 93 |
|         | СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....  | 96 |
|         | Приложение   |    |
|         | Технологическая схема водоводов П–го месторождения 2015 г                      |    |
|         | Технологическая схема БКНС–5   |    |
|         | Техническая характеристика горизонтальных насосных установок РЭДА (НPS–181820) |    |

## **ВВЕДЕНИЕ**

С каждым годом вопрос добычи трудноизвлекаемых запасов нефти становится все более актуальным, так как большинство крупнейших месторождений России выходит на позднюю стадию разработки, а необходимость в энергоносителях постоянно растет. Расширение в последние годы объемов разведки и разработки месторождений, сложенных низкопроницаемыми коллекторами, вызывает необходимость оптимизации методов повышения нефтеотдачи.

Естественная энергия пласта не обеспечивает полноту отбора нефти и необходимые темпы разработки нефтяных месторождений. С целью повышения степени извлечения нефти и достижения необходимых темпов разработки широко применяется метод поддержания пластового давления (ППД) посредством нагнетания воды в залежь.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением заводнения позволяет сделать вывод о том, что нагнетание воды в пласт не только увеличивает темпы разработки, но и обеспечивает наибольший коэффициент нефтеотдачи – 50–60% от начальных запасов.

Поддержание пластового давления – процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей. Поддержание пластового давления проводят с целью сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной (запроектированной) величине, для повышения нефтеотдачи пластов, ускорения процесса разработки месторождения. На П-ом нефтяном месторождении процесс поддержания пластового давления осуществляется путем заводнения пластов.

Вследствие низкой проницаемости коллекторов П-го месторождения следует уделять особое внимание вопросам поддержания пластового давления заводнением.

Дополнительного приобщения к разработке низкопроницаемых толщин можно достичь при увеличении давления закачки воды посредством повышения давления нагнетания непосредственно на блочной кустовой насосной станции либо с помощью использования высокотехнологичного оборудования непосредственно на кустовых площадках, нагнетанием в пласт вод, добываемых водозаборными скважинами.

Целью данной работы является обзор современных методов заводнения, системный анализ существующих на П-ом месторождении гидросистем поддержания пластового давления, а также анализ возможности применения современных решений в области оптимизации гидросистем, реализованных на Южной лицензионной территории П-го месторождения компании «Г...-Х...».

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

## 1.1 История возникновения системы поддержания пластового давления

Впервые эффективность поддержания пластового давления посредством законтурного заводнения была установлена в США в 1930–х гг. на месторождении Ист–Тексас. Однако заводнение было использовано не с начала разработки, а было вынужденной мерой, для сброса попутно добываемой воды в пласты.

Интенсивное внедрение метода поддержания пластового давления посредством заводнения наметилось в 1940–х с наступлением качественно нового этапа в развитии технологий нефтедобычи. Уже в 1945 году с целью недопущения падения пластового давления ниже давления насыщения ученый Г.К. Максимович предложил закачивать воду в законтурную область продуктивных пластов Туймазинского месторождения. Так, впервые в СССР технология ППД с применением законтурного заводнения была введена в 1948 г. Заводнение стало применяться не только в качестве вторичного метода нефтедобычи на энергетически истощенных месторождениях, но и как первичный метод на месторождениях, вводимых в разработку.

Для решения проблем, связанных со слабой активностью контурных вод, было привлечено специально созданное при Московском нефтяном институте проектно–исследовательское бюро. В его состав входили такие видные ученые, как А.П. Крылов, М.М. Глаговский, В.Н. Щелкачев, М.Ф. Мирчинк и другие.

В 1946 – 1947 гг. М.М. Глаговским, А.П. Крыловым, М.Ф. Мирчинком, М.М. Николаевским была создана «Система разработки первого девонского Туймазинского месторождения», которая предусматривала «заводнение продуктивных пластов через нагнетательные скважины, расположенные за контуром». Так, впервые в истории нефтяной промышленности, 12 июня 1948

г. в плановом порядке в соответствии с проектом была начата промышленная закачка воды в законтурную область Туймазинского месторождения.

Данная технология была признана как имеющая исключительную научную и практическую ценность. Впоследствии ни одно месторождение подобного типа в стране не разрабатывалось без применения заводнения [1].

В 1950–х гг. повышение эффективности заводнения связывали в основном с изменением схемы размещения скважин (приконтурное, осевое, блоковое, очаговое, площадное, избирательное заводнения), выбором оптимального давления нагнетания, объектов разработки и др. В начале 1960–х гг. было начато усиленное изучение способов улучшения вытесняющей способности воды за счет добавления различных активных примесей (поверхностно–активных веществ, углеводородного газа, щелочи, кислоты и др.), также впервые была упомянута возможность использования соляной кислоты для увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Период с 1980 – 1990 гг. в области систем заводнения характеризуется активным внедрением методов, направленных на совершенствование технологии заводнения:

- Переход на площадное и избирательное заводнение;
- Применение различных добавок к воде, улучшающих ее вытесняющую способность (ПАВ, щелочи, кислоты и др.);
- Выбор оптимальных режимов закачки воды (смена направлений фильтрации, повышение давлений нагнетания, циклический режим закачки воды)

Была значительно усовершенствована информационная база, появились методы автоматизации контроля за разработкой, на основании которой активно применялись методы регулирования процесса заводнения. Совершенствованием контроля и регулированием разработки удалось повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) на ряде месторождений СССР (Усинском в Коми АССР, Каражанбас и Кенкияк в Казахстане) до 0,5–0,6. [2]. Однако при заводнении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

(высокая вязкость нефти, малая проницаемость и большая неоднородность пластов) КИН уменьшается до 0,3–0,35 [3].

## **1.2 Современное представление о системах поддержания пластового давления**

Система поддержания пластового давления представляет собой комплекс технологического оборудования, необходимый для добычи (пресная, «сеноманская» вода), подготовки (вода с установок предварительного сброса воды (УПСВ), «сеноманская» вода), закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- качество воды, в соответствии с ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды, как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы площадочных или технологических водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих.

Система поддержания пластового давления состоит обычно из нескольких достаточно самостоятельных звеньев или элементов, к которым относятся установки предварительного сброса воды (УПСВ), водозаборные устройства, напорные станции первого подъема (насосы подъема сифонных водозаборов или насосы, установленные в водозаборных скважинах), станция водоподготовки (при необходимости), напорные станции второго подъема, нагнетающие очищенную воду в разводящий коллектор, напорные станции третьего подъема или так называемые кустовые насосные станции (КНС), водораспределительные блоки (ВРБ) или блоки гребенки (БГ), распределяющие воду к выходным трубопроводам нагнетательных скважин, система водоводов, а также нагнетательные скважины. Типовая принципиальная схема системы ППД представлена на рисунке 1:

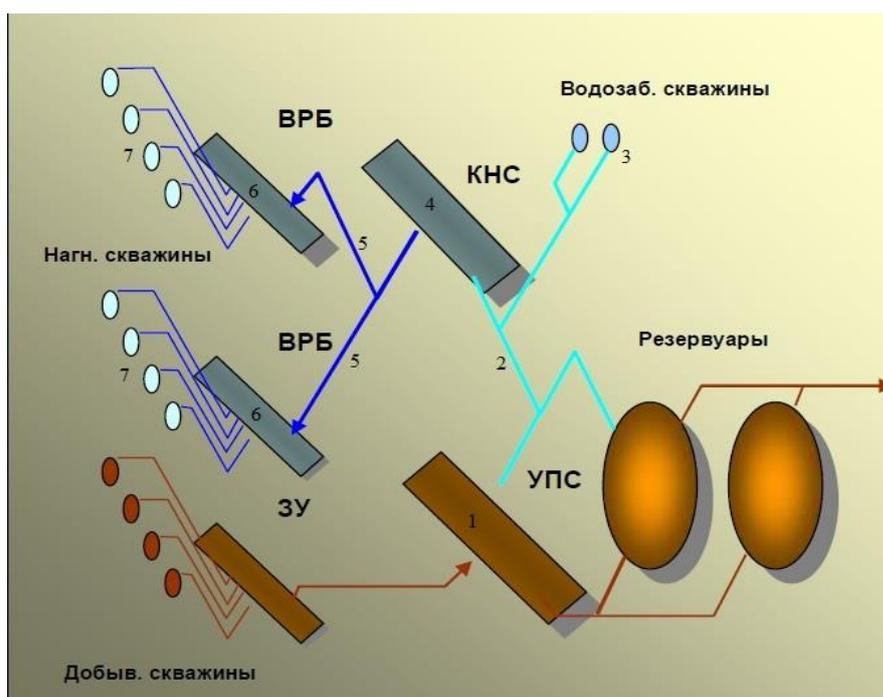


Рисунок 1 – Принципиальная схема системы поддержания пластового давления:

1 – установка предварительного сброса воды; 2 – водовод низкого давления; 3 – водозаборные скважины; 4 – кустовая насосная станция; 5 – водоводы высокого давления; 6 – водораспределительные блоки; 7 – нагнетательные скважины

Принцип действия системы ППД: вода из источников получения воды (водозаборная скважина, водозабор речной воды, УПСВ) поступает при необходимости на станцию водоподготовки, затем по водоводам низкого давления вода поступает на БКНС. Из БКНС рабочий агент через ВРБ (БГ) по водоводам высокого давления и нагнетательным линиям подается в нагнетательные скважины.

Преимущества заводнения:

- доступность закачиваемого агента;
- относительная простота закачки;
- высокий коэффициент вытеснения нефти.

Недостатки заводнения:

- с увеличением отношения вязкостей нефти и воды в пластовых условиях  $\mu_0 = \mu_n / \mu_v$  текущая нефтеотдача при одном и том же отношении объема закачанной в пласт воды  $Q$  к объему пор пласта  $V_p$  снижается;
- невозможность достижения полного вытеснения нефти водой вследствие несмешиваемости нефти и воды;
- возможность опережающего обводнения пласта по высокопроницаемым пропласткам и оставление неизвлеченных запасов нефти в малопроницаемых пластах или отдельных прослоях коллектора с разной проницаемостью [4].

### **1.3 Разработка нефтяных залежей гидродинамическими методами**

Современные методы повышения нефтеизвлечения в той или иной степени базируются на заводнении. Одними из самых эффективных и актуальных методов, благодаря которым возможно решение проблемы извлечения остаточной нефти из эксплуатируемых пластов, являются гидродинамические методы воздействия на пласт.

Гидродинамические методы – методы увеличения коэффициента охвата малопроницаемых нефтенасыщенных объемов пласта вытесняющей водой путем оптимизации режимов нагнетания и отбора жидкости при заданной сетке скважин и порядке их ввода в работу; методы, по сути, направлены на изменение гидродинамического режима фильтрации и служат вовлечению новых систем трубок тока, определяющих охват пласта воздействием [5]; и представляют собой дальнейшую оптимизацию технологии процесса заводнения, поэтому, не требуют существенного ее изменения [6].

К гидродинамическим методам относятся нестационарное заводнение и форсированный отбор жидкости.[7]. Характерная особенность данных методов заключается в неизменности системы расстановки нагнетательных и добывающих скважин, а также в отсутствии необходимости использовать дополнительные источники энергии, вводимые в пласт для извлечения остаточной нефти. Данные методы функционируют чаще при заводнении нефтяных пластов и направлены на дальнейшую интенсификацию естественных процессов нефтеизвлечения [8].

### **1.3.1 Форсированный отбор жидкости**

Одним из экономически целесообразных и наиболее освоенных методов интенсификации нефтедобычи и увеличения нефтеотдачи является форсированный отбор жидкости (ФОЖ). В России метод применяется с 1930–х гг. и в настоящее время получил широкое распространение во многих нефтедобывающих регионах. Почти треть балансовых запасов нефти, охваченных всеми гидродинамическими методами воздействия, разрабатывается с форсированным отбором жидкости [9].

Технология форсированного отбора жидкости заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления). При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны,

малопроницаемые пропластки и др. Условиями эффективного применения метода считают:

- обводненность продукции не менее 80–85% (начало завершающей стадии разработки);
- высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна) [3].

Установлено, что при форсированных отборах жидкости происходит увеличение градиентов давления в зонах отбора и начинается поступление нефти в продукцию скважин из низкопроницаемых частей пласта. В технологическом отношении сущность метода заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости. Физическая сущность состоит в том, что при повышении депрессии на пласт создается перепад давления между пропластками с разной проницаемостью [10]. В более проницаемых пропластках давление снижается с большей скоростью, чем в менее проницаемых, между ними возникает перепад давления, что способствует перетоку не вовлеченной ранее в разработку нефти. При движении воды в зоне, занятой нефтью, происходит процесс разрушения пристенного слоя нефти под действием поверхностно–активных и механических сил, создаваемых инерцией потока жидкости более интенсивно при повышенных скоростях фильтрации [11]. За счет этого нефть из более низкопроницаемого пропластка вовлекается в поток и выносится на поверхность [10].

Ученые Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Е. Батулин [8] связывают положительное влияние форсированного отбора жидкости на нефтеотдачу пластов с увеличением коэффициента вытеснения нефти водой благодаря действию следующих факторов:

- в гидрофильных коллекторах при увеличении скорости потока происходит вовлечение в разработку капиллярно–защемленной нефти;
- в гидрофобных коллекторах в результате увеличения отборов жидкости происходит более эффективный доотмыв пленочно-связанной нефти.

Важным фактором, способствующим эффективности ФОЖ, является разрушение структуры неньютоновской нефти на месторождениях с высокой вязкостью нефти, который необходим при анализе систем ППД [12].

На практике разработаны основные подходы к успешному внедрению метода. Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит скважин на 30–50%, а затем – в 2–3 раза. Предельное значение увеличения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин [8].

Положительный опыт внедрения данной технологии был зафиксирован на Урьевском месторождении ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2010 г. Дополнительная добыча нефти, полученная от применения ФОЖ, составила 10,3 тыс.т, при удельной эффективности 1,21 тыс.т/скв., оказавшись по величине удельной эффективности наиболее эффективным ГТМ, проводившемся на данном месторождении [13].

Причиной отсутствия эффекта при ФОЖ может быть быстрый прорыв воды к добывающей скважине и обводнение продукции до критического значения, после чего продолжать добычу нефти не представляется возможным [7].

Для проведения ФОЖ могут быть использованы погружные электронасосы, глубинные насосы большой производительности, компрессорные подъемники [10].

### **1.3.2 Нестационарное (циклическое) заводнение**

Дополнительный охват заводнением не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных объемов пласта способствует повышению нефтеотдачи и уменьшению объемов попутно добываемой воды. Одним из методов,

применяемых в рамках традиционных систем разработки нефтяных месторождений с заводнением, стал метод нестационарного (циклического) заводнения.

Метод предусматривает попеременное изменение режима нагнетания воды в пласт по группам нагнетательных скважин с целью создания в нем периодических нестационарных перепадов давления между высоко- и низкопроницаемыми частями коллектора, что в конечном итоге увеличивает коэффициент охвата выработкой.

Внедрение нестационарного заводнения возможно в условиях, когда приемистость нагнетательных скважин обеспечивает безопасный процесс в зимних условиях на месторождениях Западной Сибири: если приемистость ниже  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ , процесс может привести к замерзанию водоводов в зимнее время [10].

Физический смысл процесса заключается в создании перепада давления, способствующего перетоку некоторого объема нефти из низкопроницаемых зон коллекторов в высокопроницаемые части пород, который вовлекается в общий водонефтяной поток. Однако в данной технологии рассматриваются только технологические полуциклы (остановки – пуски нагнетательных скважин).

Основным условием применения метода является наличие слоистого коллектора, состоящего из высокопроницаемого пропластка (ВП) и низкопроницаемого пропластка (НП). Кроме того, пласт, состоящий из ВП и НП, должен быть гидрофильным. Предполагается, что между ВП и НП существует гидродинамическая связь.

В первом полуцикле при нагнетании вытесняющей жидкости происходит переток части воды из ВП в НП (рисунок 2).

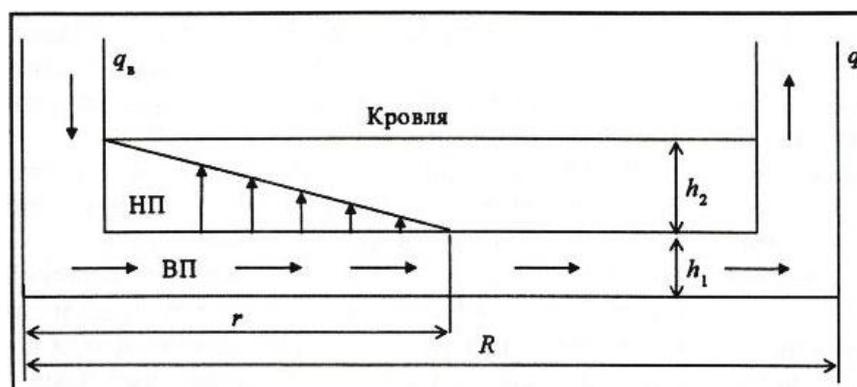


Рисунок 2 – Схема вытеснения нефти водой:

Первый цикл:  $R$  – расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами;  $h_1$  – толщина высокопроницаемого пропластка;  $h_2$  – толщина низкопроницаемого пропластка

Другая часть воды фильтруется по ВП в направлении добывающей скважины, при этом происходит вытеснение нефти водой из ВП. Во втором полуцикле при снижении давления на нагнетательной скважине или прекращении закачки давление в высокопроницаемом прослое падает и становится ниже давления в НП. Поскольку коллектор гидрофильный и нефть обладает большей сжимаемостью, чем вода, то нефть из НП перетекает в ВП. При последующем увеличении давления на нагнетательной скважине происходит вытеснение поступившей из НП нефти к забоям добывающих скважин [10].

Применение технологии нестационарного заводнения на объектах Урьевского месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2010 г. продемонстрировало рост дополнительной добычи нефти на 16,42 тыс.т. при средней удельной эффективности 0,64 тыс.т/скв [13].

Анализ исследований [14] показывает, что эффективность применения циклического воздействия на месторождениях Татарстана на поздней стадии разработки при высокой обводненности добываемой продукции (более 70–80%) снижается. Наименьшие и нулевые приросты добычи нефти наблюдаются по скважинам, где продолжительность применения методов заводнения более 10

лет, что свидетельствует о снижении эффективности метода на поздней стадии разработки [5].

#### **1.4 Геолого–промысловые особенности разработки II–го месторождения**

Информация изъята со страниц 21–29, так как представляет собой коммерческую тайну.

## **2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И МЕРЫ ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НА П-ОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1 Требования к закачиваемой воде и технологические решения, применяемые к агентам заводнения на П-ом месторождении**

На П-ом нефтяном месторождении компании «Г...» методическими документами устанавливается порядок осуществления контроля качества воды, используемой для заводнения нефтяных пластов. В свою очередь, единые требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов устанавливаются отраслевым стандартом ОСТ 39-225-88. Стандарт устанавливает основные требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов с учетом проницаемости и относительной трещиноватости коллекторов.

В качестве агентов заводнения на П-ом месторождении используется вода трех типов: апт-альб-сеноманская, подтоварная и пресная.

Основным требованием ОСТа является контроль фильтрационных характеристик коллекторов и приемистости нагнетательных скважин, снижение которой допускается не более чем на 20%. Согласно ОСТу, для закачиваемых вод лимитируется:

- содержание растворенного кислорода (не более 0,5 мг/л);
- не допускается присутствие сероводорода и сульфатовосстанавливающих бактерий;
- регламентируется значение водородного показателя (рН – в пределах 4,5–8,5);
- коррозионная активность должна быть не более 0,1 мм/год;
- для вод, содержащих в своем составе сероводород, контролируется содержание трехвалентного железа (устанавливается возможность образования сернистого железа и необходимость проведения мероприятий по удалению ионов трехвалентного железа);

- лимитируется содержание механических примесей и эмульгированной нефти в зависимости от проницаемости пористой среды коллектора. Коллекторы разрабатываемых пластов характеризуются значениями проницаемости 3,1–10,2 мД, что определяет допустимое содержание механических примесей и нефти до 5 и 10 мг/л, соответственно;
- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

Данные по допустимому содержанию растворенного кислорода, механических примесей (КВЧ), нефтепродуктов, а также коррозионной активности и водородному показателю (рН) закачиваемой в продуктивные пласты воды с целью поддержания пластового давления, согласно ОСТ 39-225-88, сведены в таблицу 3:

Таблица 3 – Требования отраслевого стандарта 39-225-88

| Допустимое содержание в воде  |                                 |                                   |                      | Водородный показатель (рН), ед. |
|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------------------|
| растворенного кислорода, мг/л | коррозионная активность, мм/год | механических примесей (КВЧ), мг/л | нефтепродуктов, мг/л |                                 |
| До 0,5                        | До 0,1                          | До 5                              | До 10                | 4,5–8,5                         |

Кислород как в апт–сеноманских, так и подтоварных водах определен в количестве, не превышающем норматив ОСТа – 0,5 мг/л. В пресных водах содержание кислорода повышенное до 7–8 мг/л, что требует проведение необходимых технологических приемов обработки воды – десорбция нефтяным газом, «холодная» вакуумная деаэрация и т.п.

Сероводород: в «сеноманских» водах не обнаружен, в подтоварных водах определен в единичных пробах и не подтвержден систематическими анализами. В случае действительного присутствия сероводорода его содержание необходимо нормировать технологическими приемами обработки воды – деаэрированием, связыванием химическими реагентами, ингибированием (ОСТ 39-225-88). В пресных водах сероводород не определялся.

Сульфатовосстанавливающие бактерии в апт–сеноманских водах в рассматриваемом районе по данным многолетних исследований НИИГИГ не обнаруживаются. В подтоварных и пресных водах данные бактерии не определялись. В дальнейшем следует контролировать рассматриваемый показатель, и при необходимости предусмотреть соответствующие приемы обработки воды перед закачкой в пласт (обработка бактерицидами, хлором).

Значение рН – все три типа агента заводнения соответствует допустимым величинам рН. Нормируемый показатель в «сеноманских» водах колеблется в пределах 5,6–8,0; в подтоварных водах – 7,5–8,2; в поверхностных – 6,6–7,0.

Коррозионная активность – по степени агрессивности воды относятся к среде средней коррозионной опасности. Агрессивность вод возрастает в 10–15 раз при контакте воды с кислородом атмосферы. Поэтому следует предусматривать меры по борьбе с коррозией водоводов: сепарацию агрессивных газов из закачиваемых вод; осаждение металлических примесей. Для защиты от коррозии стальных трубопроводов рекомендуется применение внутреннего защитного покрытия, использование ингибиторов коррозии.

Содержание КВЧ во всех агентах заводнения превышает допустимую норму – в соответствии с проницаемостью продуктивных пластов не более 5 мг/л. Таким образом, необходимо предусмотреть качественную очистку от механических примесей нагнетаемой в пласт воды любыми доступными методами: отстаивание, применение фильтров, коагулирование с последующей фильтрацией и т.д. Содержание нефтепродуктов в «сеноманских» и пресных водах в пределах нормативов. В подтоварных водах нефтепродукты значительно превышают установленные нормы, что требует проведения специальных мероприятий по подготовке воды.

Минерализованные «сеноманские» и подтоварные воды не вызывают набухания глинистых минералов пласта. Пресная вода, наоборот, приводит к разбуханию глинистых частиц, входящих в состав пород.

Как видно из анализа данных, наиболее приемлемым агентом закачки могут быть приняты воды из апт–сеноманские воды. Подтоварные воды также

во многом отвечают предъявляемым требованиям. Кроме того, использование их в системе ППД – наиболее доступный способ их обезвреживания. Закачка пресной воды возможна только после значительного роста обводненности, так как в этом случае она будет повышать нефтеотдачу за счет набухания глин и выноса остаточной нефти.

Следует учитывать, что качество пресных вод, в отличие от пластовых и подтоварных, может изменяться в различные сезоны года [16].

Также определенные требования к рабочему агенту предъявляются при использовании установок, повышающих давление нагнетания. В таблице 4 приводятся следующие характеристики перекачиваемой среды для использования блочных насосных станций с приводом (БНСП) и горизонтальных насосных установок (ГНУ):

Таблица 4 – Характеристика перекачиваемой блочной насосной станцией с приводом и горизонтальной насосной установкой среды

| Показатель  | Значение      |
|---|---------------|
| плотность (не более), кг/м <sup>3</sup>   | 1180          |
| вязкость кинематическая (не более) мм <sup>2</sup> /с   | 1             |
| водородный показатель, рН   | от 6,0 до 8,5 |
| массовая концентрация твердых частиц с микротвердостью не более 7 баллов по Моосу (не более), г/л | 0,5           |
| содержание свободного газа по объему (не более), %  | 5             |
| концентрация сероводорода (не более), г/л   | 0,01          |
| температура перекачиваемой жидкости, С  | от 5 до 60    |

## 2.2 Технологическая схема системы поддержания пластового давления на П–ом месторождении

Технологически система ППД на П–ом месторождении реализована в виде группы кустовых площадок с водозаборными скважинами, системы высоко– и низконапорных водоводов, четырех БНС, системы ВРБ и комплекса кустовых площадок с нагнетательными скважинами.

БКНС предназначены для нагнетания рабочего агента в продуктивные нефтяные пласты с целью поддержания необходимого пластового давления.

Оборудование БКНС монтируется на специальных блок–боксах на заводах–изготовителях. На монтажной площадке блоки стыкуются последовательно друг с другом, образуя при этом единое здание насосной станции, разделенное на два помещения – машинный зал и операторную комнату, и функционально связанных между собой технологическими, электрическими линиями [18].

### **Описание технологического процесса блочной кустовой насосной станции 5**

Водоснабжение БКНС–5 осуществляется из двух источников: подтоварной водой с УПСВ ДНС–5 и «сеноманской» водой от водозаборных скважин. Основным источником воды для БКНС–5 является подтоварная вода, подаваемая с очистных сооружений УПСВ ДНС–5. Недостающее количество рабочего агента для БКНС восполняется за счет «сеноманской» воды, которая под давлением 1,6 МПа из водозаборных скважин, расположенных в районе БКНС и на прилежащих кустовых площадках, по низконапорному водоводу подается на вход узла сепарации (УС).

УС предназначен для подготовки «сеноманской» воды и подачи ее на прием насосов БКНС. С целью увеличения времени отстоя и улучшения качества очистки воды от механических примесей предусмотрена последовательная двухступенчатая установка сепараторов.

«Сеноманская» вода поступает на площадку подготовки воды через задвижки №5,6,7 в емкости С–1/1,2,3, предназначенные для разгазирования воды и очистки ее от песка и глины. В трубопроводе подачи воды в емкости осуществляется контроль давления местный и дистанционный. Разгазирование воды осуществляется под небольшим избыточным давлением 0,002 МПа (изб.). Из емкостей первой ступени сепарации частично дегазированная вода поступает в емкости С–2/1,2,3 для доочистки. Газ «сеноманской» воды из

емкостей С–1/1,2,3 и С–2/1,2,3 через задвижки №68–79 сбрасывается на свечу рассеивания.

Полностью дегазированная и очищенная от механических примесей «сеноманская» вода из сепараторов С–2/1,2,3 подается через задвижки №28,30,32,34,35 в приемный коллектор, смешивается с поступающей с ДНС–5 через задвижки №34/1,2 подтоварной водой. Далее смешанная вода по приемному коллектору через задвижки и фильтры (для задержки возможных механических примесей) попадает на вход насосных агрегатов в насосный блок БКНС.

Многоступенчатыми центробежными насосами ЦНС 180–1900–2ТМ рабочий агент под давлением 18,0–20,0 МПа через обратные клапаны КО–1-4 и задвижки №44–47 подается в напорный коллектор, далее в блок коллекторов и направляется к площадкам кустов скважин для дальнейшего распределения и закачки в нагнетательные скважины.

Предусмотрена система утечек сальников насосов – выполнена система трубопроводов, по которым жидкость с сальников отводится в дренажную емкость ДЕ–1. Погружным насосом НВ–1 из емкости ДЕ–1 вода через задвижки закачивается во входной коллектор.

Технологическая схема БКНС–5 с обозначением существующего оборудования приведена в Приложении В. Схема высоконапорных и низконапорных водоводов представлена в Приложении А.

### **2.3 Оборудование для повышения давления нагнетания закачиваемого в пласт агента**

На П–ом месторождении в качестве одного из методов повышения нефтеотдачи применяется повышение давлений на линии нагнетания. Результаты применения повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным, на Бавлинском и Ромашкинском месторождениях показали, что с увеличением депрессии на пласт происходит увеличение работающей толщины

и коэффициента гидропроводности пласта за счет ослабления структурно-механических свойств нефти в малопроницаемых пропластках [5].

Применение высоких давлений нагнетания в пределах между гидростатическим давлением  $p_{\text{гидр}}$  и критическим давлением нагнетания  $p^*$ , соответствующим максимальному значению охвата, обеспечивает увеличение текущих дебитов скважин и пластового давления; снижение обводненности продукции за счет более интенсивного притока нефти из малопроницаемых пропластков; уменьшение влияния неоднородности коллектора за счет относительно большего увеличения приемистости малопроницаемого пропластка по сравнению с высокопроницаемым; повышение текущей нефтеотдачи при существенно меньшем расходе воды за счет вовлечения в разработку дополнительных запасов нефти [3].

### **2.3.1 Установки для поддержания пластового давления типа блочная насосная станция с приводом. Технические (технологические) особенности внедрения установки поддержания пластового давления блочная насосная станция с приводом на П-ом месторождении**

Достижение высоких давлений нагнетания рабочего агента необходимо не только для повышения нефтеотдачи. В условиях П-го нефтяного месторождения, характеризующимся расположением части кустовых площадок на значительном расстоянии от БКНС, возникает необходимость компенсации потерь давления воды в высоконапорном водоводе. С целью повышения давления нагнетаемой в пласт воды до давления приемистости пласта были задействованы индивидуальные насосные станции, устанавливаемые непосредственно вблизи нагнетательных скважин, которые получили название БНСП – Блочная насосная станция с приводом на основе погружного электродвигателя. Внедрение данного оборудования компанией ООО «Г...-Х...» началось в 2010 году.

Применение БНСП целесообразно, если суммарный объем закачки воды не превышает  $2500 \text{ м}^3/\text{сут}$  [18].

Схема закачки в данном случае предусматривается как «скважина – скважина», то есть вода из водозаборной скважины без предварительной подготовки посредством высоконапорных погружных насосов подается по системе водоводов в скважины системы ППД. Количество скважин, подключаемых на одну высоконапорную установку, определяется следующими параметрами:

- производительностью насоса;
- приемистостью скважин

Преимуществами применения высоконапорных погружных насосов в системе ППД являются:

- снижение металлоемкости оборудования, так как отпадает необходимость строительства высоконапорных водоводов между кустами скважин. Водозаборная скважина через распределительное устройство обвязывается с нагнетательными скважинами;
- возможность закачки вод водоносных горизонтов, содержащих газ, без сепарации газа;
- возможность поддерживать пластовое давление с начала разработки месторождения

Число насосных станций на месторождении и их размещение определяются расстоянием между нагнетательными скважинами, их приемистостью, давлением закачки воды в пласт. Число устанавливаемых насосов и их суммарная подача должны соответствовать заданным объемам закачки воды под соответствующим давлением (проектным документам) [18].

Станция блочная насосная с приводом на основе погружного электродвигателя БНСП 1700–350 (рисунок 5) предназначена для поддержания давления в продуктивных пластах нефтяных месторождений методом закачивания воды (речной, подтоварной, «сеноманской») в пласт.



Рисунок 5 – Станция блочная насосная с приводом на основе погружного электродвигателя БНСП 1700-350

Условное обозначение: 1700 – максимальный дебит в сутки, м<sup>3</sup>; 350 – дожимаемый напор, м.

Давление на входе в БНСП 1700–350 – 19 МПа, на выходе – 22,5 МПа. Мощность БНСП составляет до 1000 кВт, напор – до 3500 м.

### **2.3.1.1 Устройство и характеристики блочной насосной станции с приводом**

В состав БНСП входят:

- блок-бокс;
- установка насосная горизонтальная дожимная;
- подводящий трубопровод;

- напорный трубопровод;
- байпасный трубопровод;
- система электроснабжения и автоматизированная система управления технологическим процессом АСУТП;
- система грузоподъемных механизмов.

На рисунке 6 изображено расположение основных элементов БНСП:

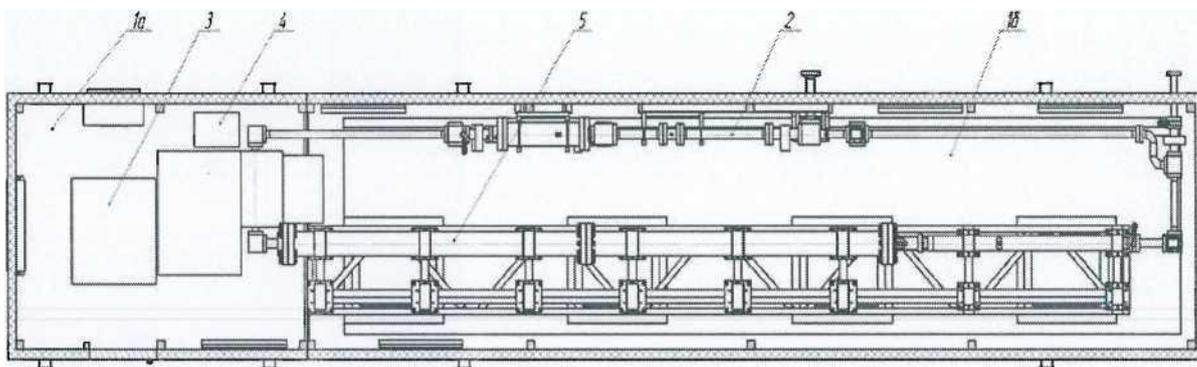


Рисунок 6 – Расположение основных элементов блочной насосной станции с приводом:

1а, 1б – модули блок-боксов; 2 – трубопровод; 3 – станция управления с встроенным фильтром; 4 – АСУТП и ЭО; 5 – установка УЦГНП 8-1700-350

Характеристики БНСП, приведенные в таблице 5, соответствуют работе станции блочной насосной без подпора (с входным давлением равным нулю) на воде с плотностью 1000 кг/м. Напор и мощность насоса будут увеличиваться пропорционально увеличению плотности перекачиваемой жидкости.

Таблица 5 – Характеристики блочной насосной станции с приводом

| Наименование параметра  | Значение  |
|---|-----------|
| Номинальная подача, м <sup>3</sup> /сут   | 1600      |
| Номинальный напор, м  | 400       |
| Количество насосов, шт  | 1         |
| Количество ступеней в насосе, шт  | 28        |
| Рабочий (допустимый) диапазон подач насосной установки на частоте вращения 50 Гц, м <sup>3</sup> /сут | 1100–1900 |

Продолжение таблицы 5

| 1   | 2                |
|---|------------------|
| Рабочий (допустимый) диапазон подач насосной установки на частоте вращения 60 Гц, м <sup>3</sup> /сут | 1300–2268        |
| Рабочий (допустимый) диапазон напора насосной установки на частоте вращения 50 Гц, м                  | 530–310          |
| Рабочий (допустимый) диапазон напора насосной установки на частоте вращения 60 Гц, м                  | 760–450          |
| Номинальное давление на входе насосной установки, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )                          | 15–190 (150–190) |
| Максимально допустимое давление на входе насосной установки, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )               | 21 (210)         |
| Номинальная мощность электродвигателя ПЭДН200-185-2900/144, кВт                                       | 200              |
| Макс. КПД насоса, %   | 66               |
| Частота вращения электродвигателя (не более), об/мин  | 3600             |

**2.3.1.2 Технологическая схема, принцип работы блочной насосной станции с приводом, преимущества и недостатки, эффективность внедрения**

Технологическая схема БНСП приведена на рисунке 7:

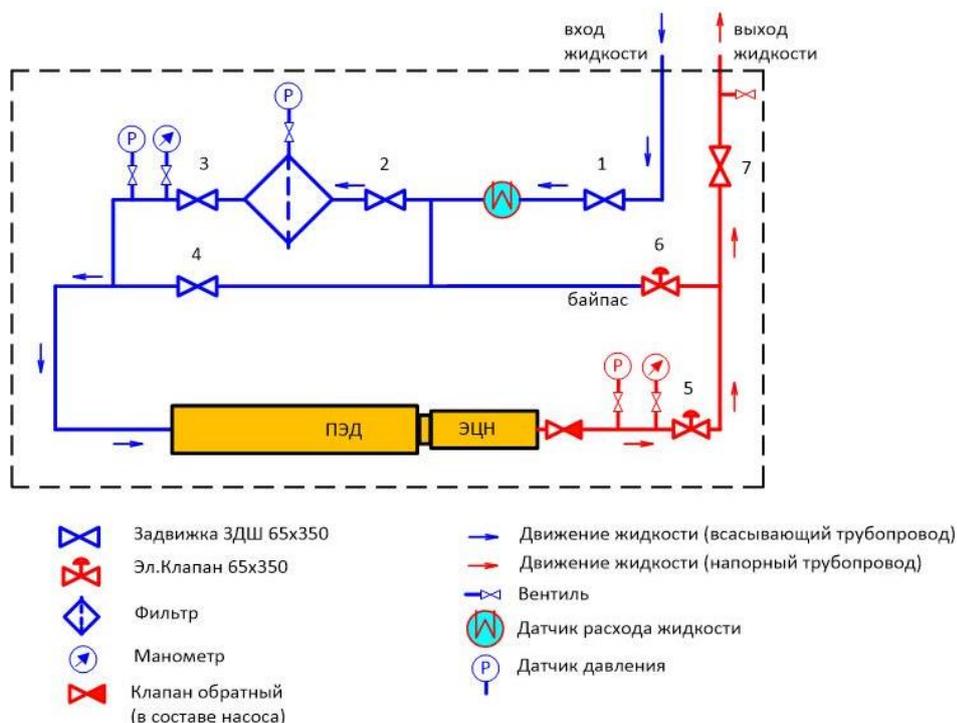


Рисунок 7 – Технологическая схема блочной насосной станции с приводом

Рабочая жидкость поступает по подводящему трубопроводу на фильтр для очистки от механических примесей, обтекает электродвигатель и гидрозащиту в кольцевом зазоре между наружным диаметром элементом погружной установки и внутренним диаметром колонны, тем самым охлаждая их, и поступает на вход насоса. Насос предназначен для передачи механической энергии вращения вала в гидравлическую энергию жидкости. На выходе из насосных агрегатов вода по напорному трубопроводу через обратный клапан и задвижки поступает в коллектор.

Байпасный трубопровод обеспечивает переключение потока жидкости из подводящего в напорный трубопровод, минуя насосную установку. Байпас срабатывает в случае автоматического отключения электродвигателя.

БНСП предназначена для работы в автоматическом режиме. Система АСУТП и ЭО производит контроль технологических параметров БНСП. При отклонении одного из параметров происходит аварийная остановка электродвигателя.

Преимущества БНСП:

- БНСП работают в автоматическом режиме без доступа персонала. Параметры работы передаются по системе телемеханике на пульт диспетчера;
- Достигается увеличение приемистости скважин, что позволяет достичь текущей компенсации более 100%, тем самым не снижать добычу нефти.

Недостатки БНСП:

- Рост дополнительного потребления электроэнергии на закачиваемый куб. м. воды, что ведет к увеличению удельных затрат на закачку;
- За счет увеличения давления возникает риск прорыва устьевого арматуры на нагнетательных скважинах.

Основными проблемами, с которыми сталкиваются при обслуживании установок БНСП, являются:

- Некачественное обслуживание оборудования компаниями–подрядчиками (возникает необходимость восстановления станций управления, защиты узлов–датчиков);
- Засорение фильтров мехпримесями вследствие низкого качества подготовки воды.

В 2012 году в эксплуатацию были введены БНСП на кустовых площадках № 40, 41, 63 и 64. Проведены расчеты по кустам по оценке эффективности поднятия давления закачки. Расчетная дополнительная добыча – 60 тыс. т. за 5 лет.

### 2.3.1.3 Сравнение блочных насосных станций с приводом с наземным и погружным электродвигателем

В состав горизонтальных установок с наземным электродвигателем входят насос, эластичная муфта и узел подвода, в который жидкость подается через проводящий трубопровод (рисунок 8).

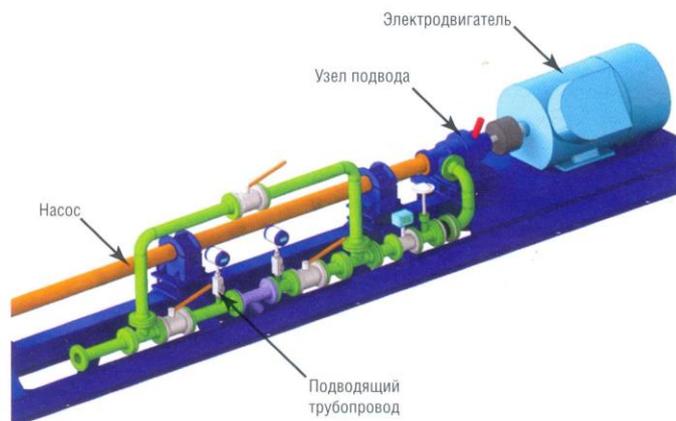


Рисунок 8 – Состав установки с наземным электродвигателем

Для увеличения производительности БНС можно параллельно установить несколько насосных агрегатов. Подводящий трубопровод оснащен байпасной линией, что позволяет производить ремонтные работы и замену узлов оборудования без остановки насосной установки.

На рисунке 9 представлена горизонтальная установка с погружным электродвигателем с высоким давлением на входе в насос, предназначенная для повышения давления закачки непосредственно на кустовой площадке.

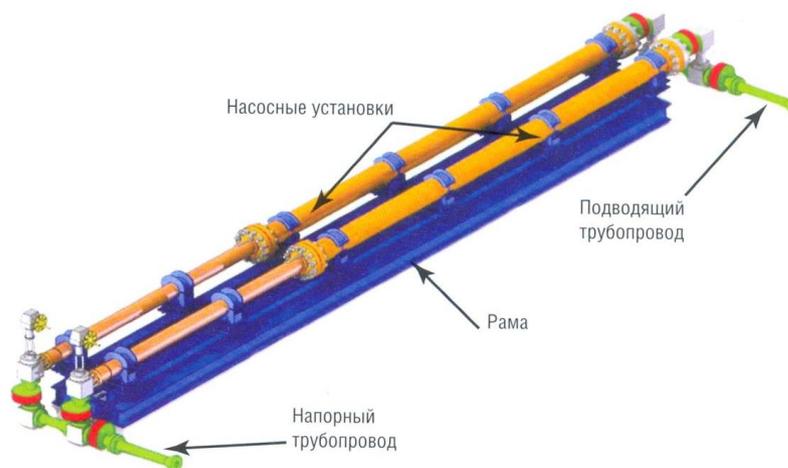


Рисунок 9 – Состав установки с погружным электродвигателем

Основное преимущество БНСП с погружным электродвигателем, по сравнению с установкой с наземным электродвигателем, заключается в отсутствии утечек закачиваемой жидкости во внешнюю среду. Производительность данного типа установок также возрастает при параллельном подключении нескольких насосных агрегатов.

Преимущества использования блочных насосных станций с приводом с погружным электродвигателем:

- отсутствие утечки закачиваемой воды во внешнюю среду;
- снижение затрат на строительство высоконапорных коммуникаций, что повышает надежность, экологическую безопасность водовода и снижает убытки от его прорыва;
- модульная конструкция блок–бокса и наличие современной системы автоматизации. Характеризуется высокой фактической наработкой (более 1000 суток), длительным периодом между плановыми ремонтами (до 365 суток), а также простотой монтажа и пуско–наладки оборудования, которые занимают обычно не более 14–21 суток;

- за счет применения частотного регулирования работа насоса поддерживается в точке максимального значения КПД [19].

### 2.3.1.4 Станция управления

Для управления всеми технологическими процессами применяется станция управления (СУ) (рисунок 10).

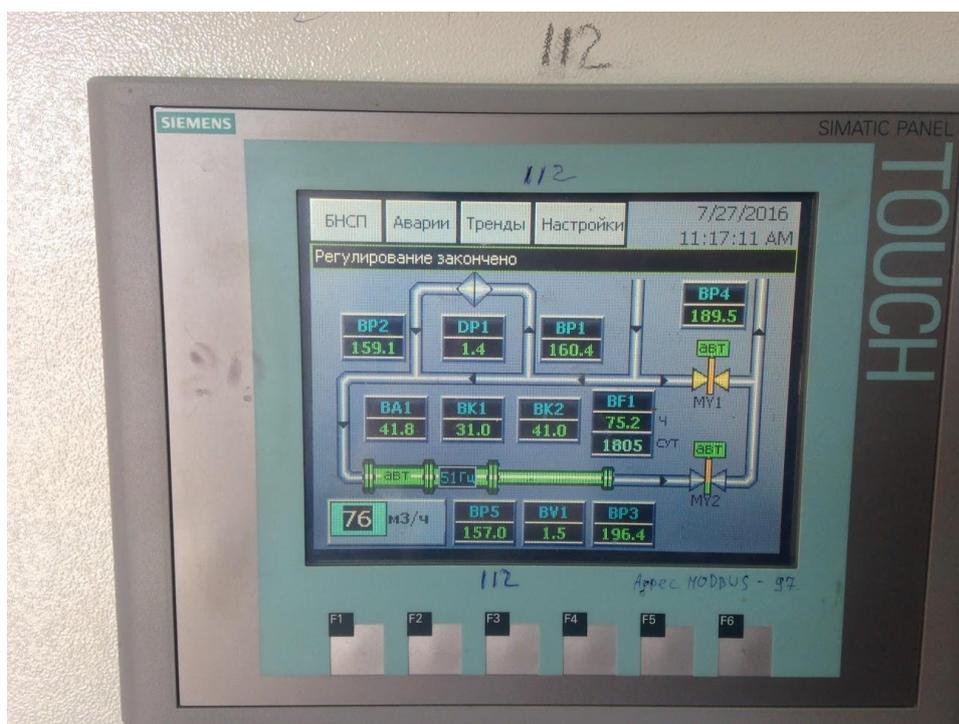


Рисунок 10 – Сенсорная панель контроллера станции управления

С помощью СУ можно производить пуск и останов электродвигателей без резких скачков момента и напряжений, регулировать частоту вращения электродвигателя насоса в широком диапазоне [20], контролировать рабочие параметры насосных установок, выполнять аварийную остановку при нарушении работы агрегатов, архивировать и хранить данные, а также передавать информацию на пульт диспетчера. Основные параметры, которые отслеживает система – вибрация насосной установки, температура подшипников узла подвода, давление на входе и выходе установки [19]. Система управления также поддерживает работу насоса в зоне максимального КПД, а значит, оптимального энергопотребления, и позволяет оперативно подстраивать работу станции к изменяющимся условиям закачки [20].

Станции управления для БНСП компании «Новомет – Пермь», которая является поставщиком оборудования для ООО «Г...–Х...», собираются из комплектующих компании Siemens.

### **2.3.2 Установки для поддержания пластового давления типа горизонтальная насосная установка**

#### **2.3.2.1 Назначение и устройство горизонтальной насосной установки**

Горизонтальная насосная установка ГНУ 1300-2100 предназначена:

- для закачки в пласт воды, используемой в системе ППД (при установке на БКНС);
- для повышения давления в системе поддержания пластового давления (при установке на удаленных от основной БКНС кустовых площадках, для компенсации потерь давления в трубопроводах и поднятия до давления приемистости пласта).

Условное обозначение Г – горизонтальная, Н – насосная, У – установка, 1300 – производительность – м<sup>3</sup>/сутки, 2100 – напор, м;

Внешний вид ГНУ представлен на рисунке 11:



Рисунок 11 – Внешний вид горизонтальной насосной установки

Состав горизонтальной насосной установки:

- Опорная рама;
- Электродвигатель;

- Соединительная муфта;
- Упорная камера;
- Секционный центробежный насос;
- Узел нагнетания.

Техническая характеристика ГНУ приведена в таблице 6 [17]:

Таблица 6 – Техническая характеристика горизонтальной насосной установки

| Наименование параметра                                       | Значение  |
|--|-----------|
| Допустимое количество механических примесей (не более), мг/л | 200       |
| Максимальный размер механических примесей, мкм               | 200       |
| Допустимое содержание сероводорода в воде (не более), мг/л   | 0         |
| Тип уплотнения вала ротора                                   | торцевое  |
| Производительность, м <sup>3</sup> /сут                      | 1300      |
| Максимальное давление нагнетания, МПа                        | 16,3–23,0 |
| Диапазон давлений на входе в станцию, МПа                    | 7,0–16,0  |

Принципиальная схема горизонтальной насосной установки приведена на рисунке 12:

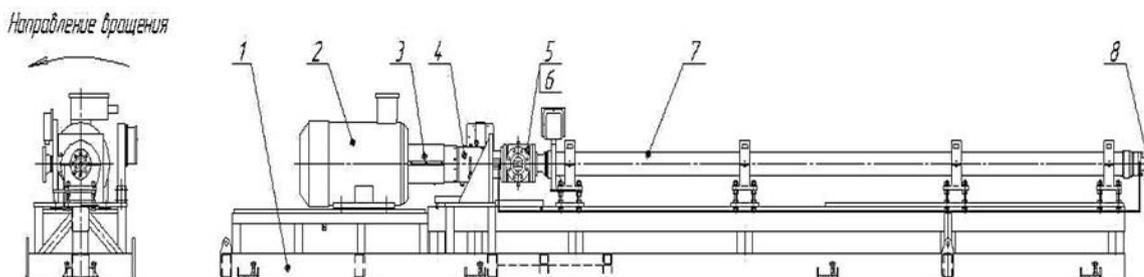


Рисунок 12 – Принципиальная схема горизонтальной насосной установки  
 1 – несущая рама; 2 – электродвигатель; 3 – муфта соединительная; 4 – камера упорного подшипника; 5 – входной модуль; 6 – торцевое уплотнение; 7 – центробежный насос; 8 – выкидная головка с соединительным фланцем

Состав реагента, закачиваемого в пласт посредством ГНУ на П–ом месторождении, распределен следующим образом:

- 50% – пресная вода;
- 10% – вода апт–сеноманского горизонта;
- 40% – подтоварная вода[17].

Справочно в таблице 16 (Приложение С) приведена техническая характеристика горизонтальных насосных установок РЭДА (производства «Тюменские насосы «Шлюмберже») типа ГНУ (HPS-181820).

### **2.3.2.2 Принцип закачки воды с использованием горизонтальной насосной установки, эффективность внедрения**

Закачка воды с использованием ГНУ происходит по следующей схеме: источник получения воды (водозаборная скважина, водозабор речной воды, объект подготовки нефти) – блочная кустовая насосная станция – горизонтальная насосная установка – нагнетательная скважина.

Принцип закачки воды с использованием ГНУ: вода от источника получения воды поступает на блочную кустовую насосную станцию. От БКНС по системе водоводов вода подается в скважины системы ППД. При недостаточном давлении на устье нагнетательной скважины между блочной кустовой насосной станцией и нагнетательными скважинами дополнительно устанавливается подпорная горизонтальная насосная установка [17].

Основные преимущества ГНУ заключаются в улучшенных технических параметрах, простоте технического обслуживания и экономичном режиме работы [21]. В составе установки отсутствуют кривошипно–коленные механизмы, мультипликаторы, редукторы, соответственно необходимость постоянного технического обслуживания сводится к минимуму [1].

ГНУ были установлены на кусту 120 П-го месторождения. Эффективность внедрения ГНУ была подтверждена результатами прироста добычи нефти (таблица 7) [17].

Таблица 7 – Результаты внедрения горизонтальной насосной установки на кусту 120 П–го месторождения

| Рабочие параметры                            | До установки ГНУ | После установки ГНУ |
|--|------------------|---------------------|
| Приемистость скважин, м <sup>3</sup> /сут    | 520              | 1000–1200           |
| Давление на устье, МПа                       | 12               | 19                  |
| Прирост добычи жидкости, м <sup>3</sup> /сут | –                | 150                 |
| Прирост добычи нефти, м <sup>3</sup> /сут    | –                | 30                  |

### 2.3.3 Высоконапорная закачка воды с использованием водозаборной скважины

Водозаборная скважина предназначена для добычи воды из водоносного горизонта, используемой в системе ППД и подачи ее на БКНС или в нагнетательные скважины (водовод высокого давления).

Водозаборная скважина состоит из следующих элементов:

- Электроцентробежный погружной насос;
- Оборудование устья скважины;
- Силовой кабель;
- Станция управления;
- Трансформатор.

Принципиальная схема водозаборной скважины приведена на рисунке 13:

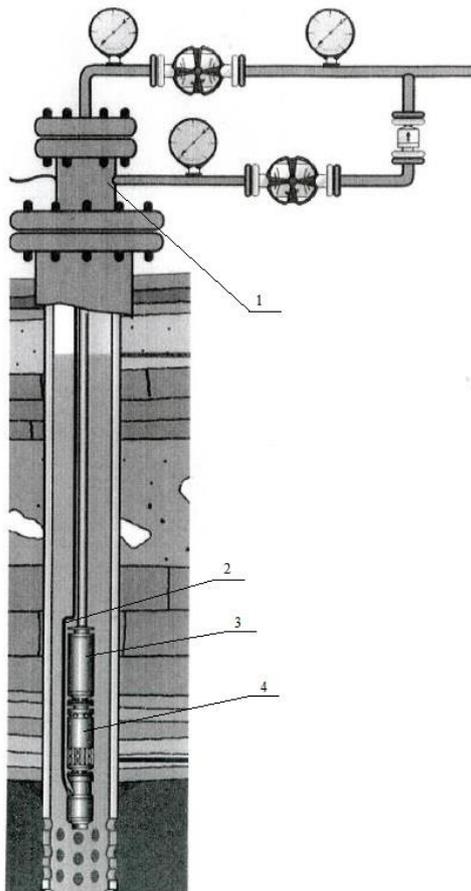


Рисунок 13 – Принципиальная схема водозаборной скважины

1 – оборудование устья скважины; 2 – силовой кабель; 3 – электроцентробежный погружной насос; 4 – погружной электродвигатель

Закачка воды с введением водозаборной скважины осуществляется по следующей схеме: водозаборная скважина (источник получения воды) – нагнетательная скважина.

Принцип закачки воды с использованием водозаборной скважины: вода водозаборной скважины, вскрывшей артезианский или апт–альб–сеноманский горизонт, без предварительной подготовки посредством высоконапорных погружных насосов подается по системе водоводов в нагнетательные скважины. Количество скважин, подключаемых на одну высоконапорную установку, определяется производительностью насоса и приемистостью скважин.

## **2.4 Внедрение технологии заводнения многопластовой залежи на II-ом месторождении с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки**

Одним из перспективных направлений в области совершенствования технологии разработки является применение систем совместной эксплуатации нескольких объектов (пластов) на многопластовых месторождениях с использованием многопакерно-секционных компоновок. Интеллектуальные скважины с многопакерными компоновками скважинного оборудования дают возможность контролировать промысловые параметры работы системы пласт-коллектор в режиме реального времени.

Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) – это технология, включающая использование интеллектуальных скважин с многопакерно-секционными компоновками для дифференциальной закачки в геологически разнородные эксплуатационные объекты. Основной проблемой совместной эксплуатации объектов, связанной с бесконтрольной закачкой рабочих агентов в несколько неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластов, является опережающая выработка одного из них. Кроме того, при совместной закачке в одну НКТ увеличиваются потери давления на трение, что приводит к снижению общего забойного давления и соответственно приемистости низкопроницаемых коллекторов [22]. При этом в результате ускоренного продвижения фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам происходят прорывы воды к забоям добывающих скважин. Практика совместной закачки воды в несколько пластов приводит также к потере информации о фактических объемах закачки воды в каждый из пластов.

Изначально с июня 2003 г. закачка воды во все нагнетательные скважины проводилась совместно во все вскрытые пласты. В декабре 2004 г. пять нагнетательных скважин Центрального участка были переоборудованы подсовместно-раздельную закачку. С этого же времени совместно-раздельная закачка стала применяться на всех новых нагнетательных скважинах,

вскрывающих более одного продуктивного пласта. В качестве временного решения используется компоновка скважинного оборудования, показанная на рисунке 14.

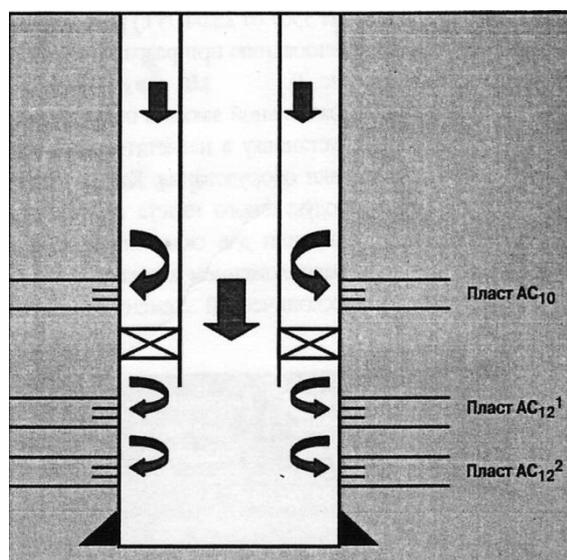


Рисунок 14 – Временная схема одновременно-раздельной закачки воды через насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство

Пласты  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$  изолированы друг от друга пакером. В верхний по разрезу пласт  $AC_{10}$  вода закачивается по затрубному пространству, а в пласты  $AC_{12}$  – по НКТ. Данная схема закачки воды по двум отдельным каналам позволяет независимо регулировать и измерить на поверхности расходы воды, закачиваемой в пласты  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$ . Если башмак хвостовика НКТ под пакером размещен выше интервалов перфорации пластов  $AC_{12}$ , то данная компоновка обеспечивает инструментальный контроль средствами промысло-геофизических исследований (ПГИ) расходов воды, закачиваемой в каждый продуктивный пласт  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$ . Недостатками схемы являются отсутствие возможности независимого регулирования расходов воды, закачиваемой в два расположенных ниже пакера пласта  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$ , а также наличие прямого контакта закачиваемой под высоким давлением коррозионно-активной воды с эксплуатационной колонной. Кроме того, невозможно выполнять индивидуальные замеры пластовых давлений в пластах  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$  при остановке нагнетательной скважины.

В настоящее время осуществляется внедрение более совершенной технологии одновременно–раздельной закачки. Данная технология является одним из составных элементов технологии одновременно–раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, предложенной научно–исследовательским институтом «СибГеоТех» (рисунок 15).

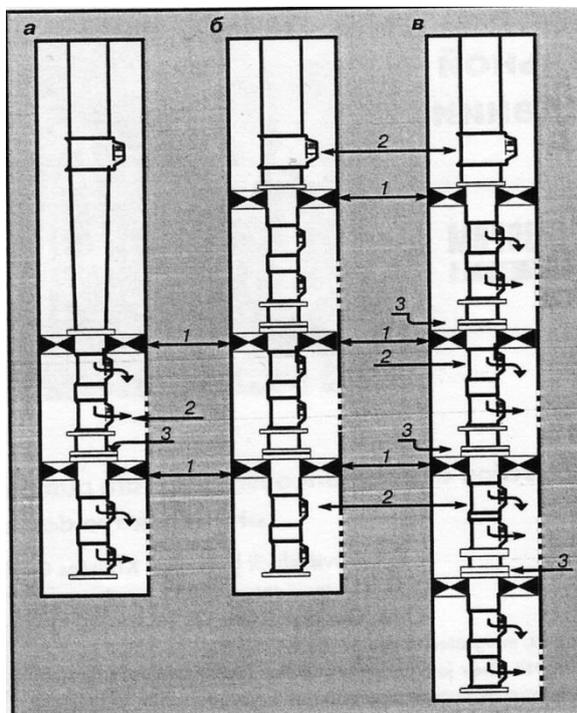


Рисунок 15 – Схема одновременно–раздельной закачки воды через насосно–компрессорные трубы в 2 (а), 3 (б) и 4 (в) продуктивных пласта: 1 – пакер; 2 – мандрель; 3 – разъединитель эксплуатационной колонны

Технология одновременно–раздельной закачки подразумевает поочередную посекционную установку в нагнетательных скважинах специальной компоновки оборудования. Каждая секция устанавливается напротив продуктивного пласта и в базовом варианте включает пакер, одну или две скважинные камеры с эксцентричным расположением кармана для установки клапанов, клапаны, телескопический элемент и разъединитель колонны. Каждый последующий вышерасположенный пакер изолирует очередной целевой пласт от вышележащих продуктивных интервалов. Пакер, устанавливаемый над интервалом перфорации самого верхнего продуктивного

пласта, защищает эксплуатационную колонну от повышенного давления и прямого контакта с закачиваемой по НКТ водой.

Отдельные секции соединяются друг с другом не жестко, а через телескопический элемент и разъединитель колонн, что, с одной стороны, исключает избыточные продольные напряжения в колонне, с другой – позволяет разъединить секции для их поэтапного извлечения или промывки.

Скважинные камеры (мандрели) предназначены для установки клапанов различного вида. Специальная эксцентричная конструкция камер обеспечивает беспрепятственный проход канатного инструмента и позволяет проводить соответствующие работы ниже по стволу скважины. Перед установкой клапаны соответствующим образом настраиваются и калибруются на поверхности. В последующем при необходимости изменения настроек или замены клапана работы по его извлечению и повторной установке выполняются с использованием канатного инструмента. Для обеспечения полной изоляции пласта вместо регулирующего клапана напротив него в мандрель может быть установлена так называемая «глухая пробка».

Рассмотренная компоновка скважинного оборудования позволяет регулировать процесс закачки воды за счет клапанов, обеспечивая при этом беспрепятственный спуск приборов для ПГИ на забой скважины и возможность контроля закачки воды в каждый продуктивный пласт.

На момент внедрения данной технологии 36 нагнетательных скважин П-го месторождения, вскрывших более двух пластов, были оборудованы под совместно-раздельную закачку, в том числе 25 скважин на три пласта.

В скважинах, оборудованных ОРЗ, закачка воды ведется в каждый пласт отдельно согласно технологическим режимам. При необходимости режимы закачки могут изменяться путем перераспределения воды по пластам, осуществляемого в результате смены забойных штуцеров. Установка и смена забойных штуцеров/заглушек в нагнетательных скважинах выполняются с помощью специальной гидравлической лебедки с использованием специализированного канатного инструмента и оборудования.

На рисунке 16 и в таблице 8 показано распределение закачиваемой воды по скважине 15569 до и после внедрения компоновки ОРЗ.

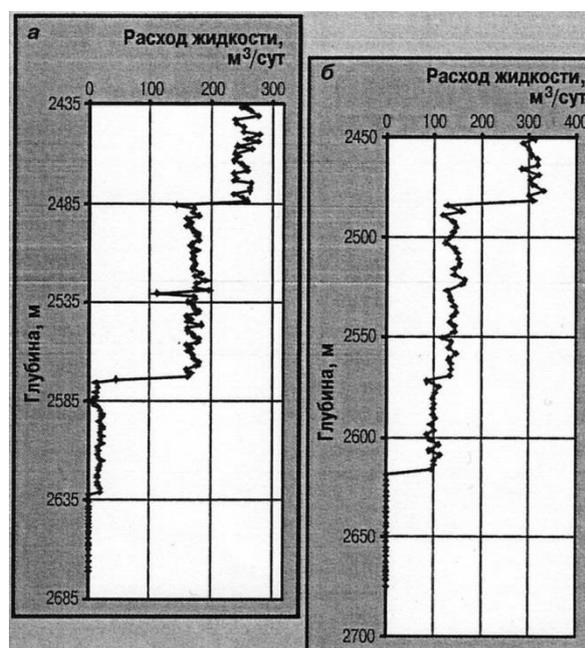


Рисунок 16 – Распределение закачиваемой воды по скважине 15569 П-го месторождения до (а) и после (б) внедрения компоновки одновременно-раздельной закачки

Таблица 8 – Распределение закачиваемой воды по скважине 15569

| Плос-<br>т                    | Глубина, м | Расход воды, м³/сут | Распределение закачки по пластам, % | Глубина, м | Расход воды, м³/сут | Распределение закачки по пластам, % | Глубина, м | Расход воды, м³/сут | Распределение закачки по пластам, % |
|-------------------------------|------------|---------------------|-------------------------------------|------------|---------------------|-------------------------------------|------------|---------------------|-------------------------------------|
|                               |            |                     |                                     |            |                     |                                     |            |                     |                                     |
| АС <sub>10</sub>              | 2485–2488  | 142                 | 51                                  | 2485       | 88                  | 33                                  | 2485       | 177                 | 56                                  |
| АС <sub>12</sub> <sup>1</sup> | 2574–2577  | 136                 | 49                                  | 2574       | 157                 | 58                                  | 2574       | 41                  | 13                                  |
| АС <sub>12</sub> <sup>2</sup> | 2620–2623  | 0                   | 0                                   | 2619       | 24                  | 9                                   | 2619       | 99                  | 31                                  |

Многопакерная установка ОРЗ обеспечивает беспрепятственный спуск приборов для ПГИ и определения приемистости скважины поинтервально с привязкой по локатору муфт с целью регулирования общего расхода воды и распределения ее закачки между пластами.

Применение компоновок ОРЗ позволило подобрать оптимальный режим заводнения каждого пласта и значительно улучшило компенсацию отбора закачкой как в целом по месторождению, так и по каждому пласту (таблица 9).

Таблица 9 – Компенсация отбора закачкой

| Периоды<br>внедрения | Компенсация отбора закачкой, %, по: |                  |                               |                               |
|----------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|
|                      | П-ому месторождению                 | пласту           |                               |                               |
|                      |                                     | АС <sub>10</sub> | АС <sub>12</sub> <sup>1</sup> | АС <sub>12</sub> <sup>2</sup> |
| 1 период             | 76                                  | 74               | 47                            | 69                            |
| 2 период             | 87                                  | 88               | 65                            | 99                            |

Внедрение многопакерных установок для ОРЗ воды также дало возможность провести трассерные исследования центральной части П-го месторождения, где скважины одновременно эксплуатируют несколько горизонтов.

Таким образом, применение многопакерной компоновки ОРЗ обеспечивает независимое регулирование расхода воды, дает возможность провести базовые исследования нагнетательных скважин по каждому пласту отдельно и регулировать процессы выработки запасов по каждому продуктивному пласту [23].

#### **2.4.1 Совершенствование технологии одновременно–раздельной закачки для многопластовых месторождений**

Существующие на сегодняшний день конструкции компоновок ОРЗ в скважинах, вскрывших три пласта и более, не позволяют определить расход жидкости по каждому пласту без участия бригады капитального ремонта скважин. Закачка по пластам регулируется после изучения геофизических данных и данных по работе скважины за определенный период времени. Идея совершенствования технологии ОРЗ заключается в переходе к интеллектуальной скважине, позволяющей регулировать параметры работы пластов в режиме реального времени и обеспечивать дифференцированное воздействие на отдельный интервал или участок нефтяной залежи.

Достичь поставленной цели можно за счет создания тандема существующей технологии ОРЗ, использования датчиков контроля забойных параметров (давления  $p$  и температуры  $T$ ), а также разработки программного обеспечения для расчета расхода жидкости по имеющимся данным перепада давлений [24].

К элементам совершенствования конструкции компоновки ОРЗ относятся следующие:

- изменение конструкции забойного штуцера, позволяющее уменьшить гидравлические сопротивления с целью увеличения его пропускной способности;
- определение расхода жидкости, основанное на принципе учета жидкости по перепаду давлений, и, как следствие, создание программного продукта для расчета жидкости для закачки в пласт;
- использование системы геофизических датчиков ( $p$ ,  $T$ ) внутри трубки и затрубном пространстве компоновки ОРЗ с передачей информации на поверхность по кабельной линии

### **Сравнение применяемой и усовершенствованной технологии одновременно–раздельной закачки**

#### **Применяемая технология ОРЗ:**

Комплектация системы:

- Многопакерные компоновки;
- Скважинные камеры со штуцерами.

Достоинства:

- Дифференциальное воздействие на пласты;
- Относительно простая конструкция компоновки.

Недостатки:

- Регулировка клапанов осуществляется аналитическим путем;

- Определение профиля приемистости пластов осуществляется с привлечением геофизики;
- Посадка пакеров за 2 СПО;
- Регулировка с помощью канатной техники.

### **Усовершенствованная технология ОРЗ:**

#### Комплектация системы:

- Многопакерные компоновки;
- Скважинные камеры со штуцерами;
- Двухзоновые датчики Р, Т;
- Вывод информации на устье скважины;
- Программный продукт по получению расхода закачки путем пересчета.

#### Достоинства:

- Избирательность объемов закачки по времени и разрезу;
- Контроль работы системы «скважина–пласт» в реальном режиме времени;
- Возможность определить расход жидкости по каждому пласту без привлечения геофизики;
- Посадка пакеров за 1 СПО;
- Увеличение пропускной способности штуцеров на 30%;
- Ввод алгоритма расчета расхода закачки через перепад Р (затруб/трубки НКТ).

#### Недостатки:

- Более сложная конструкция компоновки.

#### Перспективы развития работ:

- Введение регулируемых (гидравлических, электрических) клапанов с возможностью регулирования непосредственно с устья скважины [25].

На рисунке 17 приведены схемы применяемой (а) и усовершенствованной (б) компоновок ОРЗ:

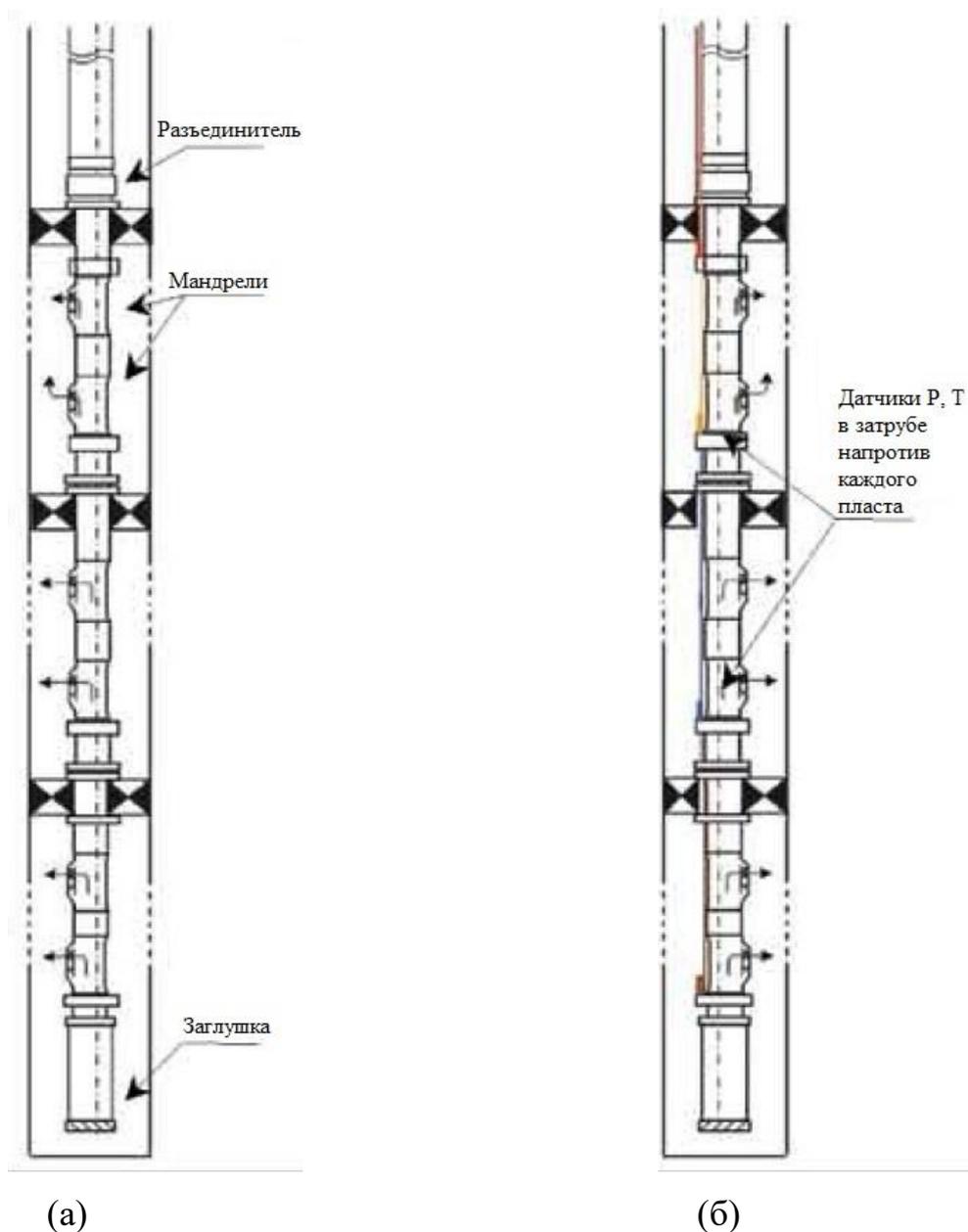


Рисунок 17 – Схемы применяемой (а) и усовершенствованной (б) компоновок одновременно–раздельной закачки

## 2.5 Внедрение частотного регулирования привода насосного оборудования блочной кустовой насосной станции

Наблюдаемый в настоящее время тренд роста потребления электроэнергии системами ППД требует поиска новых решений для оптимизации энергозатрат. Повышение энергетической эффективности технологической системы ППД при текущей высокой стоимости электроэнергии и тенденции к ее увеличению на фоне высокого процента

обводненности скважинной продукции означает уменьшение текущих экономических затрат на эксплуатацию и повышение экономической эффективности процесса нефтедобычи.

Центробежные секционные насосы, применяемые в блочных кустовых насосных станциях, являются основными энергопроизводящими и одновременно энергопотребляющими элементами системы ППД.

На практике энергетические затраты на систему ППД составляют до 30% от энергетических затрат на добычу и подготовку нефти (рисунок 18).



Рисунок 18 – Распределение энергетических затрат нефтедобывающего предприятия

В общем балансе потребления электроэнергии технологической системы ППД доля насосных агрегатов составляет 80–90%, а затраты на закачку воды в себестоимости добычи нефти составляют 26–35%.

Потери в насосах связаны с нерациональными режимами работы системы, которые характеризуются несоответствием параметров насосной группы параметрам гидравлической сети и изменяющимся условиям технологии разработки нефтяного месторождения. Такие режимы эксплуатации вызывают возрастание доли непроизводительных потерь электроэнергии в технологической системе и повышение удельного расхода энергетических параметров на закачку воды.

Задача оптимизации управления режимами работы БКНС системы ППД связана с необходимостью учета множества неразрывных технологических, гидравлических и режимных параметров элементов всей системы.

Процесс оптимизации заключается в сближении гидравлических характеристик сети и насосов БКНС при минимизации непроизводительных потерь электроэнергии. Каждому состоянию гидравлической сети и совокупности плановых заданий по закачкам в нагнетательные скважины соответствует свой оптимальный режим работы БКНС, т.е. положение рабочей точки на расходнонапорной характеристике гидравлической сети, при этом удельный расход электроэнергии является минимальным.

Одним из методов сближения характеристики БКНС и рабочей точки гидравлической сети является применение частотного регулируемого электропривода (ЧРП) насосных агрегатов БКНС.

Проведенный авторами работы [26] анализ продемонстрировал, что частотное управление обеспечивает наибольшее оперативное регулирующее воздействие на производительность насосов, исключая потери электроэнергии. Это позволит повысить уровень управляемости и расширить нагрузочный диапазон насосов при уменьшении доли непроизводительных потерь электроэнергии и повышении экономической эффективности процесса заводнения [26].

С целью оптимизации работы БКНС на месторождении ООО «Г...–В...», насосный блок БКНС был подвергнут техническому перевооружению, одним из этапов которого была обозначена замена установки безударного пуска высоковольтных двигателей (УБПВД) на блок тиристорного преобразователя частоты (ЧРП).

Недостатками применения УБПВД в технологическом процессе объекта являются:

- Применение устройства безударного пуска высоковольтных двигателей не позволяет в режиме постоянного времени выполнять задачи по непрерывному регулированию частоты вращения одного из электродвигателей привода насосов перекачки пластовой воды (поддерживания заданной производительности насоса и отсутствия диапазона регулирования).

- Работа электроприводов насосов в номинальном режиме работы предусматривает 100% загрузку, что приводит к дополнительным потерям мощности электрических машин и перерасходу электрической энергии.

Для устранения недостатков в работе существующей системы электроснабжения БКНС с устройством безударного пуска высоковольтных двигателей приводов насосов Н1, Н2, Н3 предлагается исключить УБПВД из существующей рабочей схемы электроснабжения высоковольтных двигателей, заменить на систему частотного регулирования (СЧР) на базе двух взаимозаменяемых многоуровневых высоковольтных преобразователей частоты (ТПЧ) типа ABS-DRIVE-S06/200 с цифровыми системами управления, интегрированными в щит ТПЧ силовыми сухими многообмоточными трансформаторами и токоограничивающими реакторами, в комплекте с коммутационной аппаратурой (рисунок 19).



Рисунок 19 – Общий вид преобразователя

На этапе внедрения ЧРП предусматривается:

- установка блока тиристорного преобразователя частоты взамен УБПВД;
- прокладка кабельных линий между блоком тиристорного преобразователя частоты и ЗРУ-6 кВ ПС-35/6 кВ;
- прокладка кабельных линий между блоком тиристорного преобразователя частоты и БКНС;
- подключение шкафа контроллера системы ЧРП блока тиристорного преобразователя частоты к системе АСУ ТП БКНС месторождения.

На этапе внедрения ЧРП насосное оборудование будет работать с частотным регулированием, с обеспечением давления на выходе насоса 21 МПа и обеспечением требуемого уровня суммарной закачки, с учетом 15%, 262,296 м<sup>3</sup>/ч, путем работы двух насосных агрегатов одновременно с изменения числа оборотов вала в зависимости от требуемого уровня закачки.

Расчеты мощности при заданном уровне закачки и давлении, равном 21 МПа, сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Потребляемая мощность насосного оборудования на этапе внедрения частотного регулируемого привода

| В максимальный год | Суммарный объем, м <sup>3</sup> | Подключенный насос | Потребляемая мощность насоса в номинальном, кВт | Потребляемая мощность насоса при заданном объеме закачки с ЧРП, кВт |
|--------------------|---------------------------------|--------------------|---|---|
| 2018               | 262,296                         | ЦНС 240–1900       | 1560  | 1190  |
|                    |                                 | ЦНС 200–2100       | 1430  | 1130  |
| 2018               | 262,296                         | ЦНС 180–1900       | 1290  | 1050  |
|                    |                                 | ЦНС 240–1900       | 1430  | 1130  |
| 2018               | 262,296                         | ЦНС 180–1900       | 1290  | 1050  |
|                    |                                 | ЦНС 240–1900       | 1560  | 1190  |

В состав тиристорного преобразователя частоты типа ABS-DRIVE-S06/200 входят следующие основные элементы и оборудование:

- Высоковольтный преобразователь частоты ABS-DRIVE (ТПЧ) – представляет собой автономный инвертор напряжения с интегрированным многообмоточным силовым трансформатором, обеспечивающий преобразование частоты без использования повышающего трансформатора на выходе ТПЧ;
- Шкаф контроллера (ШК) – представляет собой напольный шкаф одностороннего обслуживания, в который устанавливается современный промышленный контроллер WinPac модульной конструкции;
- Шкаф высоковольтный коммутационный (ШВК), с установленными внутри коммутационными аппаратами – выдвигаемыми вакуумными

контакторами, предназначенные для подключения электродвигателей к шине переменной частоты.

Таким образом, применение устройства ТПЧ типа ABS-DRIVE-S06/200 в системе электроснабжения насосов перекачки пластиковой воды с электродвигателями СТДМ–1600 позволит:

- Плавный, без повышенных пусковых токов и механических ударов, пуск электродвигателей 3–х насосных агрегатов;
- Непрерывно регулировать частоту вращения двух электродвигателей для поддержания контролируемого параметра (производительности и давления), позволяя отказаться от использования штуцеров и другой регулирующей аппаратуры, что значительно упрощает управляемую механическую (технологическую) схему и повышает ее надежность;
- Повысить КПД электроприводов насосов;
- Снизить удельную мощность на м<sup>3</sup> перекачиваемой жидкости;
- Обеспечить высокое качество управления электродвигателями и контроль над параметрами, предотвращающими возможность развития аварийных ситуаций;
- Управлять скоростью вращения электроприводов насосов, расходом перекачиваемой пластиковой воды, что приведет к ее уменьшению, не превышающего заданного значения;
- Снизить износ запорной арматуры, износ подшипников электродвигателей и насосов за счет плавного изменения числа оборотов;
- При возникновении аварийной ситуации привод не отключается, а плавно снижает обороты двигателя пропорционально величине просадки. При восстановлении напряжения система возвращается к заданным параметрам;

- Обеспечить одновременную защиту двигателей от токов короткого замыкания, замыкания на землю, токов перегрузки, однофазного режима, недопустимых перенапряжений;
- Упростить дальнейшую комплексную автоматизацию объекта системы подачи пластовой воды.

Использование частотно-регулируемого электропривода обеспечивает повышению эффективности энергопотребления технологической системы поддержания пластового давления и работоспособности БКНС, что благоприятно сказывается на ресурсе оборудования, который повышается на 15–20%.

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

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 2БЗД          | Дусееву Ильгизу Рауфовичу |

|                            |             |                                  |                   |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b>  | <b>Кафедра</b>                   | <b>ГРНМ</b>       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело |

**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 инвестиций на введение частотного регулируемого привода насосного 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 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 18%.  |

**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. |
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования        | Расчет экономического эффекта от внедрения технологии частотного регулируемого привода насосного оборудования  |

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|   |
|---|
| 1. Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции; |
|---|

2. Расчет экономии электроэнергии при частотном приводе;
3. Фактическое потребление электроэнергии с расчётом работы оборудования при частотном приводе за один месяц 2016 г.;
4. График возврата инвестиций.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО                            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Пожарницкая Ольга Вячеславовна | к.э.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                    | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БЗД   | Дусеев Ильгиз Рауфович |         |      |

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В настоящее время вопросы энергоэффективности являются одними из наиболее приоритетных в современном обществе. Стратегии развития множества промышленных предприятий предусматривают снижение потребления энергоресурсов. Это связано с дефицитом основных энергоресурсов, возрастающей стоимостью их добычи, а также с глобальными экологическими проблемами. Под экономией энергии понимается эффективное использование энергоресурсов за счет применения инновационных решений, которые осуществимы технически, обоснованы экономически, приемлемы с экологической и социальной точек зрения, не изменяют привычного образа жизни.

Основная роль в увеличении эффективности использования энергии принадлежит современным энергосберегающим технологиям. Энергосберегающая технология – новый или усовершенствованный технологический процесс, характеризующийся более высоким коэффициентом полезного использования топливно – энергетических ресурсов.

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

На практике энергетические затраты на систему ППД составляют до 30% от энергетических затрат на добычу и подготовку нефти.

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.

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. Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы КНС к расчету при частотном приводе продемонстрирована на рисунке 20:

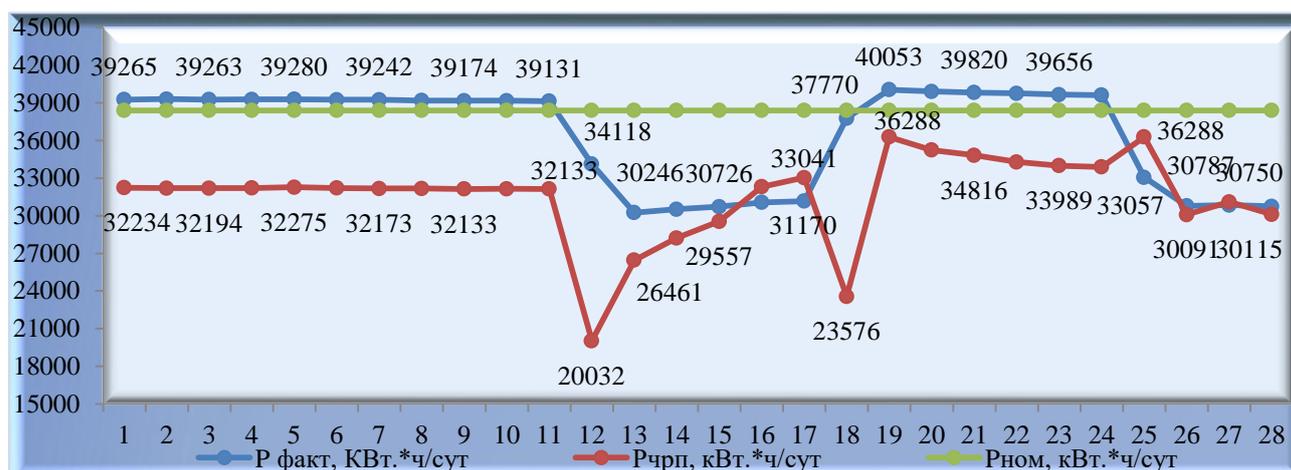


Рисунок 20 – Динамика отношения потребления электроэнергии от фактического режима работы кустовой насосной станции к расчету при частотном приводе, кВт.\*ч/сут

Экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 14% от действующего режима оборудования.

Пиковые скачки, как видно на рисунке 20, основаны именно на принципе работы системы по отношению к фактическому режиму работы оборудования, а именно подбора оптимальной частоты в зависимости от установленного режима.

На рисунке 21 приводится расчет экономии электроэнергии в кВт.\*ч/сут при использовании ЧРП:

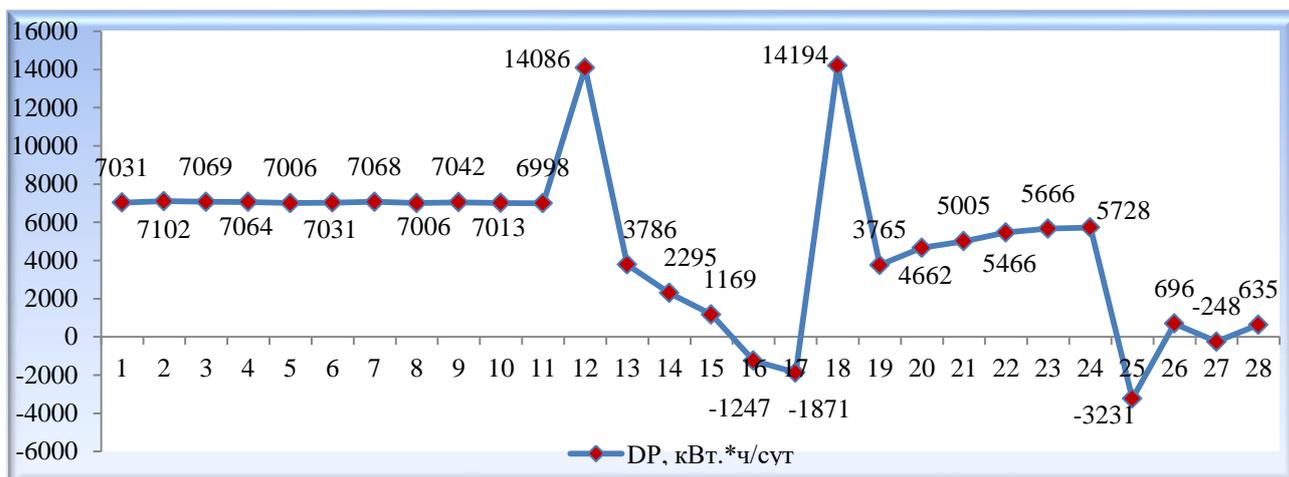


Рисунок 21 – Расчет экономии электроэнергии при частотном приводе, кВт.\*ч/сут

Экономия составляет 14% к фактическому режиму, среднее значение – 4928 кВт.\*ч/сут.

Фактическое потребление электроэнергии с расчетом работы оборудования при частотном приводе приведено на рисунке 22:

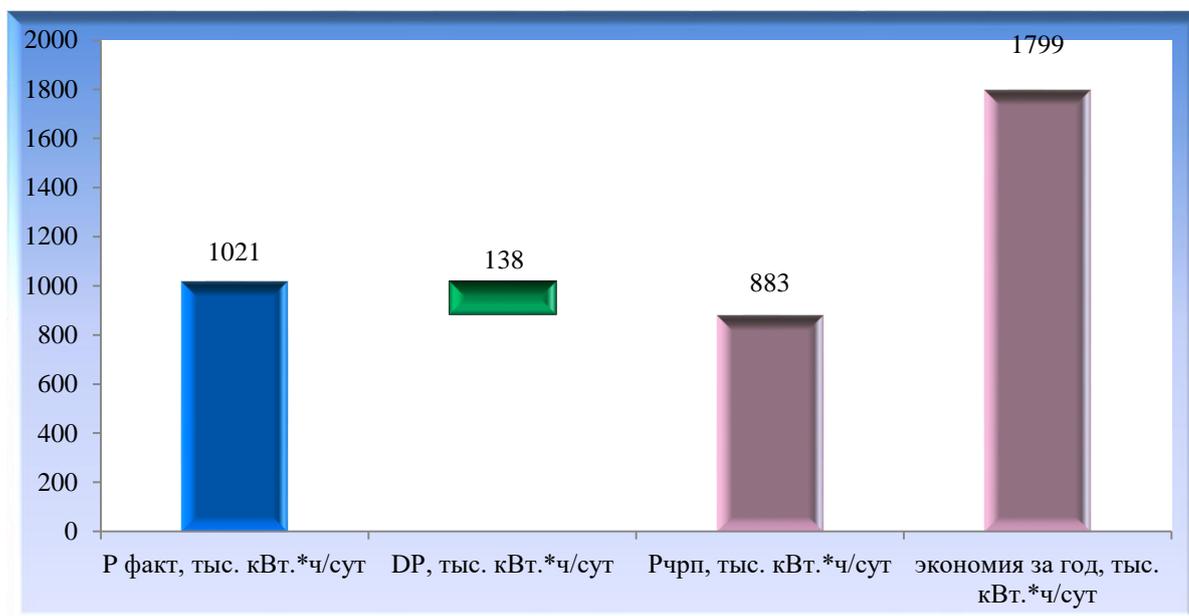


Рисунок 22 – Фактическое потребление электроэнергии с расчётом работы оборудования при частотном приводе за один месяц 2016 г., кВт.\*ч/сут

По результатам анализа дана оценочная величина экономии энергоресурсов от задействования мероприятий по внедрению

энергосберегающего оборудования при сохранении существующих режимов работы.

Ниже приведен пример расчета экономической эффективности исходя из средней стоимости тарифа на электроэнергию, полученной в результате внедрения частотного регулируемого привода насосной установки (таблица 11).

Таблица 11 – Результат расчета экономической эффективности применения частотного регулируемого привода

| N n/n | Показатель  | Система электроснабжения |        |
|-------|---|--------------------------|--------|
|       |   | без ЧРП                  | с ЧРП  |
| 1     | Тариф на электроэнергию, руб./кВт*ч <sup>1</sup>          | 0,8                      | 0,8    |
| 2     | Средняя суточная экономия электроэнергии, тыс.кВт*ч       | –                        | 4 298  |
| 3     | Экономия электроэнергии в месяц, тыс.кВт*ч                | –                        | 138    |
| 4     | Экономия электроэнергии в год, тыс. кВт*ч                 | –                        | 1799   |
| 5     | Стоимость сэкономленной электроэнергии в месяц, тыс. руб. | –                        | 580    |
| 6     | Стоимость сэкономленной электроэнергии в год, тыс. руб.   | –                        | 7 555  |
| 7     | Стоимость оборудования, тыс. руб. <sup>2</sup>            | –                        | 12 570 |
| 8     | Срок окупаемости системы ЧРП, год                         | –                        | 1,7    |

<sup>1</sup> – Средняя стоимость тарифа 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 на месторождении по методике предлагаемой компанией ООО «Триол-Нефть» г. Москва.

Исходные данные для определения сокращения потребления электрической энергии приняты на основании потребности в объемах закачки пластовой воды и номинальной мощности силового электрооборудования.

График возврата инвестиций приведен на рисунке 23:



Рисунок 23 – График возврата инвестиций

Данные по сроку окупаемости системы ЧРП были рассчитаны и уточнены с учетом затрат на монтаж, транспортировку оборудования, оплату труда работников, показатели обобщены и вынесены в таблицу 11, но детализировать затраты автор работы не имеет права в связи с коммерческой тайной.

Задачей выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» ставилось определить экономический эффект от внедрения оборудования ЧРП в натуральных показателях, затем пересчитать данные и представить их в стоимостном выражении, исходя из средней стоимости тарифа.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                           |
|---------------|---------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                |
| 2Б3Д          | Дусееву Ильгизу Рауфовичу |

|                            |             |                                  |                   |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b>  | <b>Кафедра</b>                   | <b>ГРНМ</b>       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело |

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

|  |   |
|--|---|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объектом исследования данной работы является система поддержания пластового давления на П–ом нефтяном месторождении, оборудование повышения давления нагнетания рабочего агента, процесс нагнетания воды в пласт. |
|--|---|

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

|   |  |
|---|--|
| <b>1. Производственная безопасность</b>   | <p><b>1.1. Анализ вредных факторов;</b></p> <p>1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>1.1.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</p> <p>1.1.3 Повышенный уровень шума;</p> <p>1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>1.1.5 Повышенный уровень вибрации.</p> <p><b>1.2. Анализ опасных факторов</b></p> <p>1.2.1 Механические опасности;</p> <p>1.2.2 Электрическая безопасность;</p> <p>1.2.3 Пожарная, газо– и взрывобезопасность.</p> |
| <b>2. Экологическая безопасность</b>      | <p><b>2.1 Охрана поверхностных и подземных вод;</b></p> <p><b>2.2 Охрана и рациональное использование земель;</b></p>  |
| <b>3. Защита в чрезвычайных ситуациях</b> | <b>3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях;</b>  |

|   |  |
|---|--|
| <b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> | <b>4 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.</b> |
|---|--|

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

**Задание выдал консультант:**

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                  | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Ассистент        | Немцова Ольга Александровна |                               |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>             | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|------------------------|----------------|-------------|
| 2Б3Д          | Дусеев Ильгиз Рауфович |                |             |

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Объектом исследования является блочная кустовая насосная станция, предназначенная для закачки воды из поверхностных, подземных источников или промышленных очищенных сточных вод в нагнетательные скважины для поддержания давления в разрабатываемом продуктивном горизонте нефтяного месторождения.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму эксплуатации БКНС, контроль за работой сепараторов и насосных установок, обслуживание, монтаж и демонтаж низко– и высоконапорного оборудования, а также электрооборудования. Работы выполняются круглогодично.

В разделе «Социальная ответственность» глубоко проанализированы вопросы производственной безопасности (вредные факторы, опасные факторы), аспекты экологической безопасности, безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также приводится комплекс правовых и организационных мероприятий, направленных на повышение безопасности

### **4.1 Производственная безопасность**

В технологических процессах БКНС используются продукты, материалы, реагенты, обладающие в той или иной степени токсичностью и опасны в данном отношении. Ниже проанализированы вредные факторы, сопровождающие процесс работы БКНС.

#### **4.1.1 Анализ вредных факторов**

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 веществ в атмосферу, повышенным уровнем шума, вибрации, недостаточной освещенностью рабочего места.

В подразделе анализируются вредные факторы, характерные для работы БКНС, а также рассматриваются меры, минимизирующие или предотвращающие действие данных факторов.

##### **4.1.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе**

П-ое нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Х... округе Т... 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 минус 19 – минус 20 °С, возможны значительные понижения до минус 30 – минус 35 °С. Абсолютный минимум температуры воздуха – минус 55 °С. Лето короткое, 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 П-го 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.

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

При эксплуатации оборудования в атмосферу выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов. Токсичными отходами производства, загрязняющими атмосферу, являются: газ «сеноманской» воды, сбрасываемый через свечу рассеивания, углекислый газ и др.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на БКНС, являются венттрубы зданий, поступления в атмосферу углеводородов при сбросах на свечу рассеивания, утечки через неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцев и т.д.

Для исключения возможности чрезмерного загрязнения атмосферы токсичными веществами необходимо соблюдать следующие условия ведения процесса:

- регулировать объем выбросов на соответствие установленным нормам;
- проводить модернизацию сепарационного оборудования.

В таблице 12 приведен полный перечень технологических и вентиляционных выбросов отходов производства в атмосферу при эксплуатации объекта, величины выбросов, установленные нормы содержания и направления утилизации.

Таблица 12 – Технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу

| Наименование выброса  | Количество образования выбросов по видам |                | Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации   | Периодичность выбросов | Установленная норма содержания загрязнения в выбросах, ПДК <sub>р.з.</sub> мг/м <sup>3</sup> | Примечание  |
|---|--|----------------|--|------------------------|--|---|
|   | тах разовый, г/с                         | валовой, т/год |  |                        |  |   |
| Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от аппаратов БКНС (свеча, венттрубы) | Величина выбросов                        |                | Рассеивается в атмосфере через свечу рассеивания Н=30 м. | Непрерывно             |  | Периодичность контроля за соблюдением ПДВ 1 раз в 6 месяцев |
|   |  |                |  |                        |  |   |
| Натр едкий  |  |                |  |                        | 0,5  |   |
| Азота диоксид   |  |                |  |                        | 2  |   |
| Азотная кислота   | 0,00011                                  | 0,0035         |  |                        | 2  |   |
| Азота оксид   | 1,133                                    | 29,282         |  |                        | 5  |   |
| Водорода хлорид   | 0,000006                                 | 0,00018        |  |                        | 5  |   |
| Серная кислота  | 0,186                                    | 4,821          |  |                        | 1  |   |
| Сажа  | 0,00016                                  | 0,005          |  |                        | 4  |   |
| Серы диоксид  | 0,000014                                 | 0,0004         |  |                        | 10   |   |
| Сероводород   | 0,014                                    | 0,11           |  |                        | 3  |   |
| Углерода оксид  | 0,124                                    | 3,625          |  |                        | 20   |   |
| Гексан  | 0,0460276                                | 1,7137         |  |                        | 300  |   |
| Метан   | 2,067                                    | 41,865         |  |                        | 300  |   |
| Бензол  | 4,565                                    | 173,190        |  |                        | 15/5   |   |
| Ксилол  | 12,5738                                  | 474,608        |  |                        | 50   |   |
| Толуол  | 0,0602                                   | 2,263          |  |                        | 5  |   |
| Бензапирен  | 0,0186                                   | 0,71           |  |                        | 0,00015  |   |
| Спирт н-бутиловый   | 0,0422                                   | 1,437          |  |                        | 30/10  |   |
| Спирт метиловый   | 0,000002                                 | 0,00001        |  |                        | 5  |   |
| Ацетон  | 0,000001                                 | 4              |  |                        | 200  |   |
| Одорант СПМ   | 0,0015                                   | 0,000032       |  |                        | 0,8  |   |
| Бензин нефтяной   | 0,0006                                   | 0,048          |  |                        | 100  |   |
| Керосин   | 0,00095                                  | 0,0022         |  |                        | 600/300  |   |
| Углеводороды  | 0,0024                                   | 0,0363         |  |                        | 300  |   |
| С <sub>12</sub> -С <sub>19</sub>  | 0,1                                      | 0,0086         |  |                        |  |   |
| <b>Итого</b>  | 0,015                                    | 0,0013         |  |                        |  |   |
|   | <b>20,95</b>                             | <b>734,523</b> |  |                        |  |   |

#### 4.1.1.3 Повышенный уровень шума

Шумом называется комплекс распространяемых в воздухе беспорядочных звуковых колебаний различной физической природы, выходящий за пределы звукового комфорта.

При постоянном воздействии шума с уровнем звукового давления 70 дБ происходят изменения в нервной системе, а также изменения слуха, зрения, состава крови.

Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марка ЦНС – 111 дБ. Этот уровень значительно превышает предельно–допустимый. Машинисту насосной станции, согласно инструкции по охране труда, необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты – противошумными наушниками, которые снижают уровень шума до 30 дБ. Эквивалентный уровень звука по маршруту обхода в районе БКНС не должен превышать нормативный (80 дБ).

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

Таблица 13 – Допустимые уровни звука на рабочих местах

| <b>Наименование объекта (помещений)</b> | <b>Уровень звука, дБ</b> |
|---|--------------------------|
| Блок обогрева вахтового персонала       | 55                       |
| Блок распределения воды БГ              | 80                       |
| БКНС                                    | 80                       |

Для снижения шума от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- с целью снижения аэродинамического шума все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжено мягкими вставками на всасывании и нагнетании;
- все агрегаты размещаются в полностью автоматизированных и не требующих постоянного присутствия обслуживающего персонала блоках;
- применяются звукоизоляционные материалы, звукопоглощающие перегородки, амортизирующие прокладки и т.д.;

- предусматривается размещение рабочих мест, машин и механизмов таким образом, чтобы воздействие шума на персонал было минимальным;
- предусмотрено своевременное проведение ремонта оборудования.

#### 4.1.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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 14 показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и подразрядом зрительных работ.

Таблица 14 – Необходимые уровни освещенности

| 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)        |

#### 4.1.1.5 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).

Вибрация оказывает вредное воздействие на организм человека, может вызвать заболевание суставов и мышц, нарушить двигательные рефлексы

организма. Постоянная вибрация повышенного плана, кроме того, вызывает у рабочих раздражительность и другие неприятные ощущения

Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни.

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

С целью снижения вибрации от работающего технологического оборудования предусмотрены следующие мероприятия:

- для снижения вибрации все вентиляционное оборудование устанавливается на виброизолирующих основаниях и снабжается мягкими вставками на всасывании и нагнетании;
- 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 опасных факторов**

Технологический процесс характеризуется наличием опасностей. В данном подразделе подробнее рассматриваются вопросы опасных факторов, характерных для данного вида технологических операций.

##### **4.1.2.1 Механические опасности**

Существует риск нанесения механических травм от вращающихся или движущихся механизмов и другие опасности, связанные с эксплуатацией оборудования работающего под давлением, выполнением работ на высоте, в прямках, колодцах и внутри сосудов.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся

конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Для исключения возможности получения механических травм, следует содержать в исправном состоянии ограждения движущихся частей машин и механизмов, перил, лестниц, обслуживающих и переходных площадок.

#### **4.1.2.2 Электрическая безопасность**

Технологический процесс на БКНС характеризуется возможностью поражения электрическим током при соприкосновении с незащищенными 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.

#### **4.1.2.3 Пожарная, газо– и взрывобезопасность**

Используемые в технологических процессах БКНС материалы и продукты опасны как во взрывопожароопасном, так и в газоопасном отношении.

Газоопасность обусловлена наличием на установке опасных веществ: нефти, углеводородного газа.

При наличии в воздухе двух или нескольких вредных веществ, их действие может суммироваться и тяжесть отравления в этом случае чаще всего увеличивается.

Пожароопасность обусловлена наличием в производстве нефти, углеводородного газа, горючих жидкостей (ингибитор коррозии), горючих материалов (электрические кабели, смазочные масла и промасленные материалы, пиррофорные 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 «Г...–Х...»;
- 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 уделяется повышенное внимание, так как ООО «Г...–Х...» придерживается особой политики в области экологии. Одной из основных реализуемых в настоящий момент концепций является

концепция «Цель–Ноль», подразумевающая отсутствие вреда людям, окружающей среде и собственности при выполнении работ.

Основными факторами вредного воздействия на окружающую среду 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 природу:

- 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;

Компанией предпринимается комплекс мер для минимизации вредного воздействия на окружающую среду. Предусматривается защита от сбросов загрязняющих веществ на прилегающей к БКНС территории.

#### 4.2.1 Охрана поверхностных и подземных вод

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.

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. Рекультивация нефтезагрязненных участков на месторождениях ООО «Г...–Х...» осуществляется по технологии активизации аборигенной микрофлоры.

### 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 (таблица 15)

Таблица 15 – 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   |
| 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.

### **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**

Метод 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 и 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.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно проведенному системному анализу можно выделить несколько блоков по предложенной теме. Первый блок касается геологических особенностей месторождения.

Исследуемая территория характеризуется следующими особенностями:

- Основные продуктивные интервалы приурочены к терригенными отложениям нижнего мела.
- Пласты имеют клиноформное строение, представлены как шельфовыми, так и отложениями глубоководного генезиса.
- Основные залежи литологически–экранированные, развитие коллекторов имеет линзовидный характер.
- Продуктивные отложения характеризуются низкими ФЕС и высокой неоднородностью по площади и по разрезу.
- Большая часть геологических запасов относится к трудноизвлекаемым.

Относительно нестационарного заводнения на основе статистического анализа исследований [7], были сформулированы следующие выводы:

- Циклическое заводнение эффективно на любом этапе воздействия, но наибольший эффект прироста добычи нефти наблюдается при вводе с самого начала разработки месторождения;
- Эффект от циклического воздействия имеет немонотонный характер и сохраняется на протяжении определенного периода, после чего начинает уменьшаться;
- Циклическое заводнение является перспективным методом воздействия не только за счет дополнительной добычи нефти на единицу прокачки порового объема, но и благодаря сокращению объемов закачки и добычи воды, что экономически целесообразно, особенно в отношении месторождений на поздних стадиях разработки.

Нестационарное заводнение можно назвать щадящим методом, в процессе которого вытесняющий агент имеет возможность просачиваться в

низкопроницаемые участки пласта и вытеснять нефть ввиду разницы капиллярных давлений [7].

Оборудование для повышения давления нагнетания закачиваемого в пласт агента необходимо для повышения давления нагнетания воды до давления приемистости пласта и компенсации потерь давления воды в высоконапорном водоводе. Анализ оборудования позволяет сделать вывод, что установки типа БНСП, ГНУ и задействование водозаборных скважин оправдали себя в качестве эффективных технологий, обеспечивающих требуемый уровень компенсации давления, соответственно, рекомендованы для внедрения на объектах Предприятия.

Монтаж и введение в эксплуатацию горизонтальной насосной установки является эффективным мероприятием, как с экономической, так и с технической точки зрения, так как ГНУ проста в установке и ремонте, не требует существенных финансовых вложений и территории под застройку, а также обеспечивает необходимые параметры нагнетания агента в пласт [17].

В результате внедрения горизонтальной насосной установки на кусту 120 П-го месторождения рабочие параметры изменились следующим образом:

- средняя приемистость нагнетательных скважин выросла с 520 до 1000–1200 м<sup>3</sup>/сут;
- среднее давление на устье возросло с 12 до 19 МПа;
- средний прирост добычи жидкости составил 150 м<sup>3</sup>/сут;
- средний прирост добычи нефти составил 30 м<sup>3</sup>/сут.

Данные изменения являются существенными.

Технология ОРЗ, включающая использование интеллектуальных скважин с многопакерно–секционными компоновками для дифференциальной закачки в геологически разнородные эксплуатационные объекты, позволяет регулировать закачку рабочих агентов в несколько разнородных по фильтрационно–емкостным свойствам пластов с помощью клапанов, обеспечивая при этом

беспрепятственный спуск приборов для ПГИ на забой скважины и возможность контроля закачки воды в каждый продуктивный пласт.

Дальнейшее совершенствование системы ОРЗ заключается в переходе к интеллектуальной скважине, позволяющей регулировать параметры работы пластов в режиме реального времени и обеспечивать дифференцированное воздействие на отдельный интервал или участок нефтяной залежи. Предложена модернизация конструкции забойного штуцера, использование системы геофизических датчиков внутри трубки в затрубном пространстве компоновки ОРЗ, а также выдвинута идея о возможности определения расхода жидкости, основанное на принципе учета жидкости по перепаду давлений.

По результатам проведенных исследований и экономических расчетов рекомендуется реализация энергосберегающих мероприятий на объектах БКНС П-го месторождения с внедрением частотного регулируемого привода.

Сформулированы следующие выводы:

1. Регулирование технологического процесса при помощи частотного регулирования позволяет поддерживать технологические параметры на заданном уровне, изменять производительность насосного оборудования для подбора необходимого режима работы, что исключает замену самого оборудования с целью подбора производительности;

2. Возможная экономия электрической энергии при внедрении частотно-регулируемого привода по БКНС месторождения при неизменном режиме работы по сравнению с базовым периодом может достигать 14% от действующего режима работы оборудования;

3. Поддержание заданного технологического параметра на необходимом уровне гарантирует снижение эксплуатационных расходов, связанных с неравномерным режимом работы, автоматическое сглаживание колебаний параметров дает возможность гибкого регулирования технологического процесса.

Данное оборудование является актуальным и реализуемым техническим решением для добывающих компаний

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Развитие системы поддержания пластового давления Туймазинского нефтяного месторождения / Н.Х. Габдрахманов, Н.Я. Сыртланов, Е.Н. Сафонов // Научно–технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2008. – №8. – С. 30–31.
2. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) / Л.М. Рузин. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127с.
3. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. – М.: «Недра», 1990. – 427с.
4. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: «Недра», 1998. – 365с.
5. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод / А.А. Газизов, А.Ш. Газизов. – М.: «Недра–Бизнесцентр», 1999. – 279с.
6. Классификация методов увеличения нефтеотдачи (экономический подход) / И.А. Бадретдинов, В.Г. Карпов // Электронный научный журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика». – 2014. – №1. – С. 1–10.
7. Применение гидродинамических методов воздействия для оптимизации системы разработки на различных стадиях заводнения / Г.Я. Курбанова, Д.Н. Гусева // Научно–технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – 2015. – №12. – С. 76–79.
8. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта / Т.С. Смирнова, Е.Ю. Долгова // Журнал «Вестник ПНИПУ». – 2013. – №7. – С. 27–34.
9. Обоснование эффективности форсированного отбора жидкости / А.А. Казаков // Автореферат дис. доктора технических наук: 05.15.06. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1992. – 34с.

10. Гидродинамические методы воздействия на пласт / Н.П. Кузнецов, А.К. Ягафаров, В.А. Коротенко и др. // Научно–технический журнал «Нефтепромысловое дело». – 2010. – №10. – С. 16–21.
11. Об эффективности форсированного отбора жидкости на поздней стадии разработки (на примере месторождений ПАО «Татнефть») / Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин, Н.Р. Нуртдинов // Электронный научный журнал «Нефтяная провинция». – 2016. – №3. – С. 37–60.
12. Еще раз о форсированном отборе жидкости / Е.В. Лозин // Научно–технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2008. – №4. – С. 48–49.
13. Опыт применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях «Лукойл–Западная Сибирь» / В.Н. Гуляев, А.К. Ягафаров // Научно–технический и производственный журнал «Наука и ТЭК». – 2011. – №2. – С. 61–63.
14. Применение циклического заводнения на месторождениях Татарии и Западной Сибири / И.Н. Шарбатова // Научно–технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 1981. – №1. – С. 27–32.
15. Фильтрация в низкопроницаемых коллекторах (на примере П–го 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.
16. Качество агентов заводнения при разработке и эксплуатации П–го месторождения нефти / А.В. Маркелова // Научный мультидисциплинарный печатный «Академический журнал Западной Сибири». – 2012. – №4. – С. 12–13.
17. Горизонтальная насосная установка на П–ом месторождении / П.А. Волков, Е.Г. Карпова // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова. – 2014. – №4. – С. 62–64.

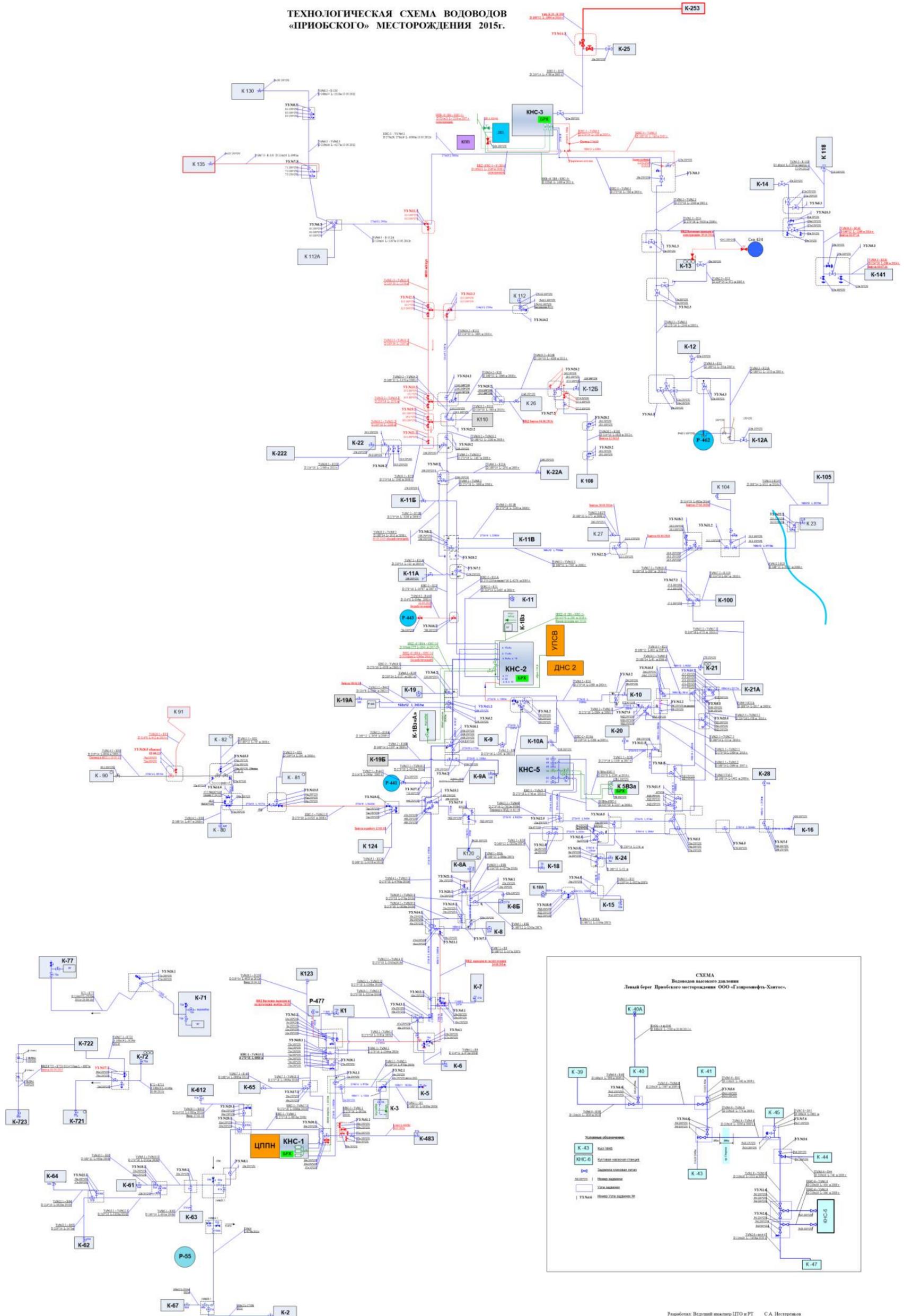
18. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 232с.
19. Оборудование АО «Новомет–Пермь» для систем ППД / Д.Г. Хлебов // Производственно–технический журнал «Инженерная практика». – 2015. – №6–7. – С. 78–84.
20. «Новомет–Пермь»: Системы ППД / О.А. Толстогузов // Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль». – 2011. – №12. – С. 90–91.
21. БКНС нового поколения / И.Я. Зарипов // Научно–практическое издание «Территория Нефтегаз». – 2010. – №10. – С. 32–33.
22. Управление заводнением многопластовой залежи П–го месторождения с помощью оборудования одновременно–раздельной закачки / В.А. Байков, Р.З. Зулькарниев, А.М. Зорин и др. // Научно–технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2014. – №10. – С. 92–95.
23. Внедрение одновременно–раздельной закачки на П–ом месторождении / Г.И. Давиташвили, О.М. Гарипов // Научно–технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2006. – №12. – С. 73–75.
24. Интеллектуализация работы нагнетательных и добывающих скважин при использовании многопакерных компоновок для одновременной раздельной закачки и эксплуатации на многопластовых месторождениях / Э.Е. Лукьянов, К.Н. Каюров // Научно–технический вестник «Каротажник». – 2005. – №5–6. – С. 270–275.
25. Совершенствование технологии одновременно–раздельной закачки для многопластовых месторождений / В.И. Никишов, А.И. Маркин, Р.Р. Габдулов и др. // Отраслевой журнал «ROGTEC». – 2014. – №9. – С. 46–58.
26. Частотное регулирование приводов центробежных секционных насосов, применяемых в системе поддержания пластового давления / Р.И. Сулейманов, М.Я. Хабибуллин, Л.М. Зарипова и др. // Журнал «Успехи современной науки и образования». – 2016. – №11. – С. 161–164.

# Приложение А

(обязательное)

## Технологическая схема водоводов II-го месторождения 2015 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ВОДОВОДОВ  
«ПРИБОСКОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ 2015г.





## Приложение С

(справочное)

### Техническая характеристика горизонтальных насосных установок РЭДА (HPS–181820)

Таблица 16 – техническая характеристика горизонтальных насосных установок РЭДА типа горизонтальной насосной установки (HPS–181820)

| Наименование   | Ед. измерения   | Значение  |
|--|---|-----------|
| Предприятие изготовитель   | Завод «Тюменские насосы Шлюмберже», ООО «Технологическая компания «Шлюмберже» |           |
| Назначение   | Внутрипромысловая перекачка жидкости  |           |
| Характеристика перекачиваемой жидкости:<br>– максимальная плотность жидкости;<br>– максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД;<br>– водородный показатель;<br>– максимальная массовая концентрация твердых частиц;<br>– максимальное содержание свободного газа на приеме насоса;<br>– температура перекачиваемой жидкости. | кг/м <sup>3</sup>   | 1100      |
|  | мм <sup>2</sup> /с  | 1         |
|  | рН  | 5,0 – 8,5 |
|  | мг/л  | 250       |
|  | %   | до 25     |
|  | °С  | до 93     |
| Подача (рекомендуемый диапазон)  | м <sup>3</sup> /сут.  | 795       |
| Подача в точке максимального КПД   | м <sup>3</sup> /сут.  | 1187      |
| Напор в точке максимального КПД  | м (кгс/см <sup>2</sup> )  | 118       |
| Мощность   | кВт   | 22,52     |
| Количество ступеней  | шт.   | 8         |
| КПД  | %   | 70,56     |

Продолжение таблицы 16

| 1   | 2  | 3   |
|---|--|---|
| Масса   | кг   | 161,9   |
| Диаметр корпуса   | мм   | 193,8   |
| Частота вращения (приведенная)  | об/мин   | 2917  |
| Направление вращения  | Левое (против часовой стрелки)                           |   |
| Технические характеристики электродвигателя:<br>– номинальная мощность;<br>– напряжение линейное;<br>– номинальный ток;<br>– частота;<br>– частота вращения (синхр.);<br>– средний уровень звука;<br>– масса;<br>– диаметр корпуса. | л.с.<br>кВт<br>В<br>А<br>Гц<br>об/мин<br>дБА<br>кг<br>мм | 100<br>75<br>380/660<br>180<br>50<br>2917<br>69<br>605<br>550 |
| Габаритные размеры установки  | мм   | 4010x995x800  |
| Масса установки в сборе   | кг   | 1800  |