

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Выбор оптимальных параметров поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири

УДК 622.276.4-027.236(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Коротченко Роман Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Коротченко Роману Константиновичу

Тема работы:

Выбор оптимальных параметров работы системы поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом ректора	1642/с, 01.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные по показателям закачки жидкости в пласт, сбросу жидкости по водоводам низкого давления для объектов системы ППД Томской области.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Система поддержания пластового давления. Назначение и особенности 2. Оптимизация технологического процесса системы ППД в обществе АО «Томскнефть» ВНК 3. Расчет экономической эффективности 4. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Схемы устройства узлов и деталей БКНС 2. Графики характеристик оборудования 3. Принципиальные схемы систем и элементов 4. Фотографии и картинки элементов системы ППД
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Теоретические аспекты увеличения коэффициента извлечения нефти	

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

Задание выдал руководитель/консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	д.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Коротченко Роман Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Коротченко Роману Константиновичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление	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 капитальных затрат на реализацию проекта -Расчет операционных затрат до внедрения и после внедрения проекта -Расчет совокупного изменения в доходах и расходах до и после реализации проекта - Расчет основных экономических показателей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-Определение экономии энергии от реализации проекта
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	-Платежи и налоги: налог на недвижимость, налог на прибыль, ставка дисконтирования.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	-Определение энергоэффективности -Определение инвестиционной привлекательности проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	-Расчет чистого дисконтированного дохода. -Процентный расчет экономии электроэнергии.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Коротченко Роман Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Коротченко Роману Константиновичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочее место находится на открытом воздухе, в ... регионе Томской области на участке местности между производственными объектами БКНС-Х и УПН. Характер работ – строительно-монтажные работы по реконструкции трубопровода. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: 1) повышенный уровень шума, 2) низкие температуры окружающей среды в холодный период года, 3) воздействие ультрафиолетового излучения, 4) физические перегрузки. Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: 1) движущиеся части машин и механизмов, 2) повышенная загазованность рабочей зоны, 3) открытое пламя, электрическая дуга, металлические искры, нагрев металла до высоких температур, 4) укусы ядовитых змей, насекомых. Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является взрыв с пожаром.
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	1. ГОСТ 12.0.004; 2. ГОСТ 32678-2014; 3. ГОСТ 12.1.004-91; 4. ГОСТ 12.2.003; 5. ГОСТ 12.1.008-78; 6. СНиП 2.05.06-85; 7. СНиП 4557-88; 8. СанПиН 2.2.4.3359-16; 9. МР 2.2.7.2129-06; 10. МР 2189-80; 11. ГН 2.2.5.1313-03; 12. ВСН 64-86.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой	В ходе анализа производственной среды на предмет вредных факторов было выявлено следующее: Факторы физического воздействия: 1. Повышенный уровень шумов на рабочем месте. 2. Низкие температуры окружающей среды в

<i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	холодный период года. 3. Воздействие ультрафиолетового излучения. Факторы психофизиологического воздействия: 4. Физические перегрузки.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Факторы физического воздействия: 1. Движущиеся части машин и механизмов. 2. Открытое пламя, электрическая дуга, металлические искры, нагрев металла до высоких температур. Факторы химического воздействия: 3. Повышенная загазованность рабочей зоны. Факторы биологического воздействия: 4. Укусы ядовитых змей, насекомых.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	1. Воздействие на селитебную зону не происходит. 2. Воздействие на атмосферу заключается в выбросе в воздух продуктов сгорания двигателей тяжелой техники. 3. Воздействие на гидросферу не значительное. 4. Воздействие на литосферу происходит вследствие рытья траншей под прокладку водовода.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Возможные ЧС на объекте: утечка газа, возгорание, взрыв, травмированные движущимися частями машин и механизмов.. Наиболее распространённым типом ЧС является пожар, взрыв. В целях предупреждения взрыва, необходимо выполнять работы в соответствии с требованиями охраны труда и промышленной безопасности. Огневые и газоопасные работы выполнять в строгом соответствии с нарядом допуском. В случае возникновения нештатной ситуации действовать согласно плана ликвидации аварий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Работы необходимо выполнять с соблюдением следующих специальных норм трудового законодательства: 1.СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования; 2.СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2 Строительное производство»; 3.ПБ10.382.00«Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов»; 4. ПОТ-Р-М-020-2001 «Межотраслевые правила по охране труда при электро - и газосварочных работах». Компоновку рабочего места осуществлять в соответствии с ПОТ РО 14000-001-98 «Правила по охране труда на предприятиях и в организациях»
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Коротченко Роман Константинович		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
01.09.2018	Введение	5
01.10.2018	Историческая справка системы ППД	5
01.11.2018	Принципиальная схема современных систем ППД	3
15.11.2018	Устройство и основное оборудование БКНС	2
01.12.2018	Проблема протекания технологического процесса системы ППД в ... регионе	5
01.02.2019	Анализ имеющейся технологии, используемого оборудования	5
01.03.2019	Анализ проектных показателей распределения подтоварной воды, необходимое оборудование	5
01.05.2019	Гидравлический расчет и проектировка трубопровода	35
10.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2019	Социальная ответственность	10
18.05.2019	Заключение	5
20.05.2019	Перевод части работы на английский язык	5
22.05.2019	Оформление работы	5
	ИТОГО	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страниц, 15 таблиц, 20 рисунков, 39 источников.

Ключевые слова: БЛОЧНАЯ КУСТОВАЯ НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ, ЗАКАЧКА РАБОЧЕГО АГЕНТА В ПЛАСТ, ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, ВОДА СЕНОМАНСКИХ ГОРИЗОНТОВ, ПОДТОВАРНАЯ ВОДА, ВОДОВОД НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ.

Объектом исследования является связанная между собой система объектов, расположенных на территории месторождений ... региона Томской области, включающая установку по подготовки нефти (УПН), блочные кустовые насосные станции (БКНС) №№ X, Y.

Цель исследования – оптимизация работы системы объектов УПН – БКНС-X – БКНС-Y, путем изменения технологического процесса, посредством реконструкции водовода низкого давления УПН – БКНС-X.

В выпускной квалификационной работе выработано решение по изменению технологического процесса вышеуказанной системы. Данное решение относится к области процессов добычи и подготовки углеводородов. Предложенные изменения позволят создать запас мощности по закачке рабочего агента в пласт для данной системы, а также, добиться значительного экономического эффекта за счет экономии на операционных затратах. Кроме того, предложенные решения обладают практической ценностью, так как приняты для реализации компанией АО «Томскнефть» ВНК. Работы по реализации проекта запланированы на 2021 год. Также, полученные результаты демонстрируют важность процесса анализа и оценки действующего технологического процесса, поиска и устранения имеющихся недостатков.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

УПН – установка подготовки нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ВНД – водовод низкого давления;

ВВД – водовод высокого давления;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ЦППД – Цех поддержания пластового давления;

СТД – синхронный трехфазный двигатель;

АРМ – асинхронный рольганговый модернизированный;

ЦНС – центробежный насос секционный;

КО – Клапан обратный;

ДРС – Датчик расхода;

НМШ – насос масляный шестереночный;

УЭЦН – установка электропогружного насоса;

КИПиА – контрольно – измерительные приборы и автоматика;

СП – свод правил;

МР – методические рекомендации;

ГОСТ – государственный стандарт;

NPV – чистый дисконтированный доход;

IRR – внутренняя норма дисконтирования;

PP – простой срок окупаемости;

DPP – срок окупаемости дисконтированный;

СНиП – строительные нормы и правила;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ	15
1.1 Краткая историческая справка	15
1.2 Типы заводнения	17
1.3 Принципиальная схема современных систем поддержания пластового давления.....	22
1.4 Основное оборудование блочных кустовых насосных станций.....	27
1.4.1 Устройство БКНС.....	27
1.4.2 Основное оборудование БКНС	32
2 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СИСТЕМЫ ППД В ОБЩЕСТВЕ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.....	47
2.1 Проблема протекания технологического процесса системы ППД в ... регионе	47
2.2 Анализ имеющейся технологии, используемого оборудования.....	48
2.3 Проектные показатели распределения подтоварной воды, необходимое оборудование ..	50
2.4 Гидравлический расчет и проектировка трубопровода.....	52
2.4.1 Теоретические предпосылки для расчета	52
2.4.2 Расчет потребного напора водовода низкого давления.....	56
2.4.3 Расчет толщины стенки.....	59
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ	61
3.1 Расчет совокупного изменения доходов и расходов проекта	61
3.2 Расчет основных экономических показателей	65
3.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность»	67
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
4.1 Производственная безопасность	68
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов, которые могут возникнуть в процессе строительства трубопровода	70
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов, которые могут возникнуть в процессе строительства трубопровода	74
4.1.3. Мероприятия по предупреждению возникновения чрезвычайных ситуаций в условиях действия опасных факторов.....	76
4.2 Экологическая безопасность	79
4.2.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух	79
4.2.2 Воздействие на поверхностные и подземные воды	79
4.2.3 Воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров.....	80
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
4.5 Выводы по разделу «социальная ответственность».....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА	87
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	89
Приложение А.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что многие месторождения западной Сибири находятся на заключительной стадии разработки. Такие месторождения характеризуются высокими темпами роста обводнённости скважинной продукции.

В связи с увеличением процента обводнённости, а, следовательно, увеличения сброса подтоварной воды, встает вопрос об увеличении мощности блочных кустовых насосных станций (БКНС), а также оптимизации системы поддержания пластового давления. На данный момент вопрос рационализации технологических процессов системы ППД является крайне актуальным.

Предметом исследования данной работы является система производственных объектов УПН, БКНС-Х, БКНС – У. Данные объекты находятся в ... регионе Томской области и принадлежат компании АО «Томскнефть» ВНК. Месторождения, связанные с этими объектами, находятся на завершающей стадии разработки.

В данный момент в этой системе осуществляется не выгодный, с точки зрения экономии энергии и ресурса оборудования сброс воды с УПН на БКНС-Х, БКНС – У.

Проблема заключается в том, что БКНС – Х имеет недостаток жидкости для реализации плана закачки, который восполняется за счет водозаборных скважин, а БКНС – У имеет ее избыток. Несовершенство технологического процесса в данной системе очевидно, имеющаяся ситуация приводит к дополнительным трудностям и затратам.

Для решения проблемы, в конечном счете, был принят вариант, предполагающий реконструкцию водовода низкого давления от УПН до БКНС - Х, обеспечивающего необходимую пропускную способность.

Итак, целью данной выпускной квалификационной работы является оптимизация системы объектов УПН – БКНС-Х – БКНС-У, путем изменения технологического процесса, посредством реконструкции водовода низкого

давления УПН – БКНС-Х. Поставленная цель достигается путем решения следующих задач в определенной последовательности:

- Предоставить общее понятие об оборудовании и процессах системы ППД в целом, и об особенностях объектов УПН, БКНС-Х, БКНС-У в частности.
- Проанализировать имеющийся технологический режим работы вышеупомянутых объектов, объемы сброса и закачки рабочего агента.
- Определить оптимальный технологический режим работы системы, оптимальные значения сброса и закачки рабочего агента.
- Выполнить гидравлический расчет и проектировку водовода низкого давления.
- Оценить энергоэффективность данного проекта. Выполнит экономический расчет эффективности от внедрения.
- Проработать мероприятия касающиеся охраны труда и промышленной безопасности, которые позволят безопасно реализовать предлагаемое решение.

Гипотеза заключается в том, что предложенное решение, а конкретно – реконструкция водовода низкого давления УПН - БКНС-Х является единственно верным и необходимым решением. В данный момент проект согласован в обществе, по данному проекту разработан паспорт по повышению производственной эффективности. Начать реализацию проекта планируется в 2020 году.

1 СИСТЕМА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ

1.1 Краткая историческая справка

На протяжении долгого времени в нефтяной отрасли разработка месторождений осуществлялась путем бурения только добывающих скважин и извлечения нефти из них за счет использования собственной энергии пласта. После истощения пластовой энергии месторождение забрасывалось, оставляя в своих недрах значительные запасы извлекаемых углеводородов. Коэффициент извлечения нефти составлял порядка 25 % [1]. На заре нефтяной промышленности такой подход оправдывался значительными разведанными запасами легко извлекаемых углеводородов, вводились в эксплуатацию все новые месторождения, потребность в углеводородном сырье была не так велика. Однако с течением времени необходимость в увеличении коэффициента извлечения нефти возрастала.

С 1930-х годов в нашей стране начала развиваться теория нефтяного пласта, водонапорного режима разработки и интерференции скважин (М. С. Лейбензон, М. Маскет, В. Н. Щелкачев и др.). В России идея вытеснения нефти, водой, закачиваемой в пласт, была впервые выдвинута и осуществлена в послевоенные годы под руководством акад. А. П. Крылова в небольших количествах на истощенном месторождении Широкая Балка. В 1948 г. было проведено промышленном масштабе законтурное заводнение на Туймазинском месторождении.

В США до 20-х годов заводнение пластов не применялось. Отдельные пятиточечные элементы площадного заводнения были осуществлены в конце 20-х годов на истощенном Брэдфордском месторождении. Однако уже в 40-х годах в связи с возросшими потребностями в нефти стали всерьез применять искусственное заводнение нефтяных залежей. В конце 40-х годов за счет заводнения в США добывалось около 20 млн. т/год нефти [2].

Не смотря на то, что в США технология заводнения была опробована раньше, в России данный вид поддержания пластового давления получил более широкое распространение, чем в США. На сегодняшний день, в нашей стране около 90 % от общего уровня добычи нефти извлекается с использованием технологии закачки воды в пласт. В пласты закачивается более 2 млрд, м³ воды в год.

В США около 50 % текущей добычи нефти получают на месторождениях, разрабатываемых с заводнением и закачивают более 1,2 млрд, м³ воды в год.

Заводнение нефтяных залежей получило распространение во всем мире, в частности в таких странах как Великобритании, Канаде, Румынии Саудовской Аравии.

Популярность искусственного заводнения нефтяных залежей во всех странах обусловлена его доступностью, относительной простотой нагнетания воды, решением проблемы утилизации подтоварной воды, относительно высокой эффективностью вытеснения нефти [2].

В настоящее время заводнение нефтяных залежей — общепризнанный и наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов.

Заводнение, направленное на восполнение ресурсов пластовой энергии и улучшение соотношения вязкостей вытесняемой (нефти) и вытесняющей (воды) жидкостей, хотя и не устраняет отрицательного влияния неоднородности пластов и действия капиллярных и гравитационных сил, но является, тем не менее, высокопотенциальным методом. Оно увеличивает конечную нефтеотдачу пластов, например, по сравнению с режимом растворенного газа. Эффективность заводнения может быть сомнительной только в гидрофобных пластах. Поэтому совершенствование принципов, систем и технологии обычного заводнения — важное направление увеличения конечной нефтеотдачи пластов и извлекаемых запасов нефти.

1.2 Типы заводнения

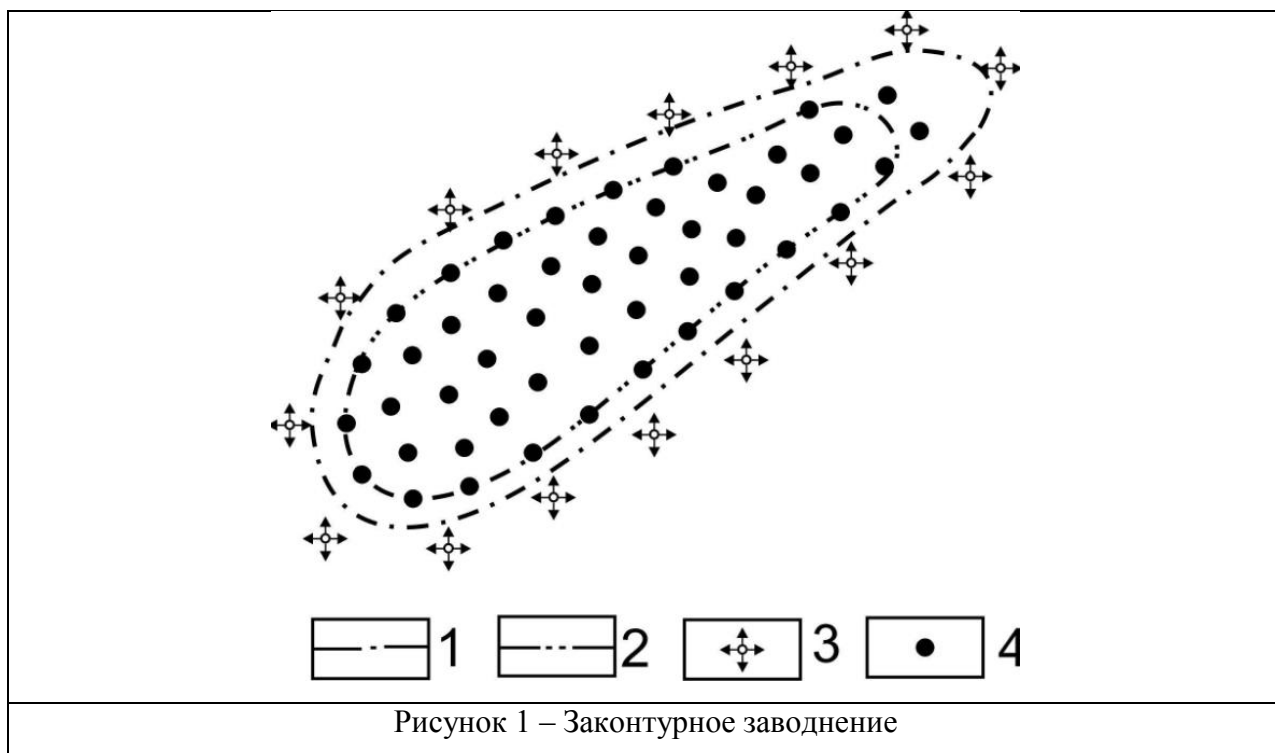
Итак, обобщая информацию из предыдущего раздела можно сказать, что поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт - это способ сохранения давления в нефтяных пластах на заданной величине, с целью осуществления плана по добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения нефти.

В результате нагнетания воды в пласт, достигается водонапорный режим ее работы. Искусственное поддержание пластового давления осуществляется, как правило, методами законтурного, внутриконтурного и приконтурного заводнения.

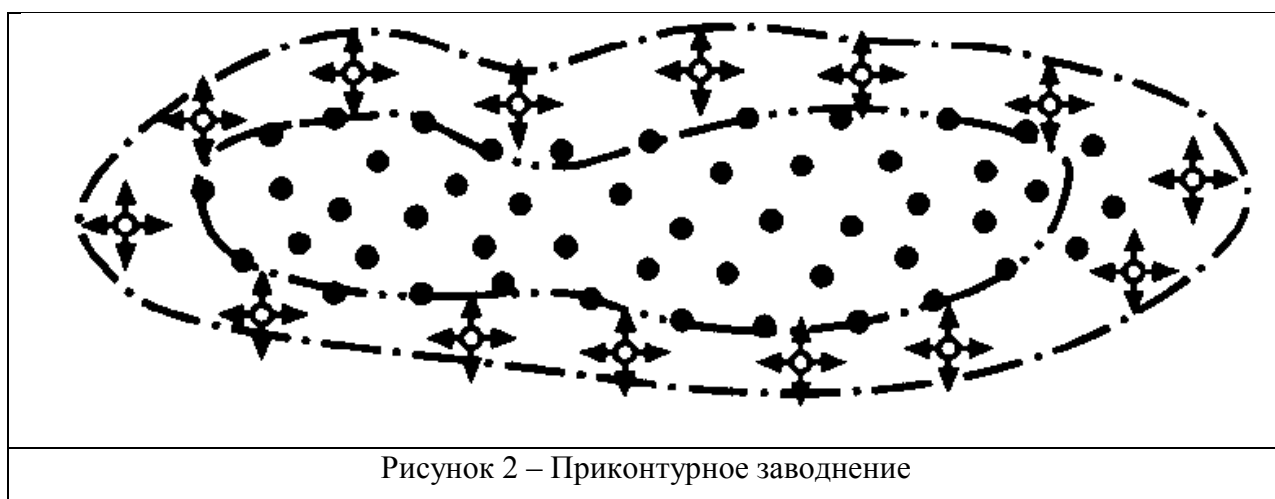
Кроме того, существует метод закачки газа в газовую шапку пласта. Однако метод закачки газа применяется редко, и в данной работе речь пойдет только о методах заводнения пласта.

В зависимости от геологических условий и экономической целесообразности, выбирают определенный способ поддержания пластового давления или их комбинацию [3].

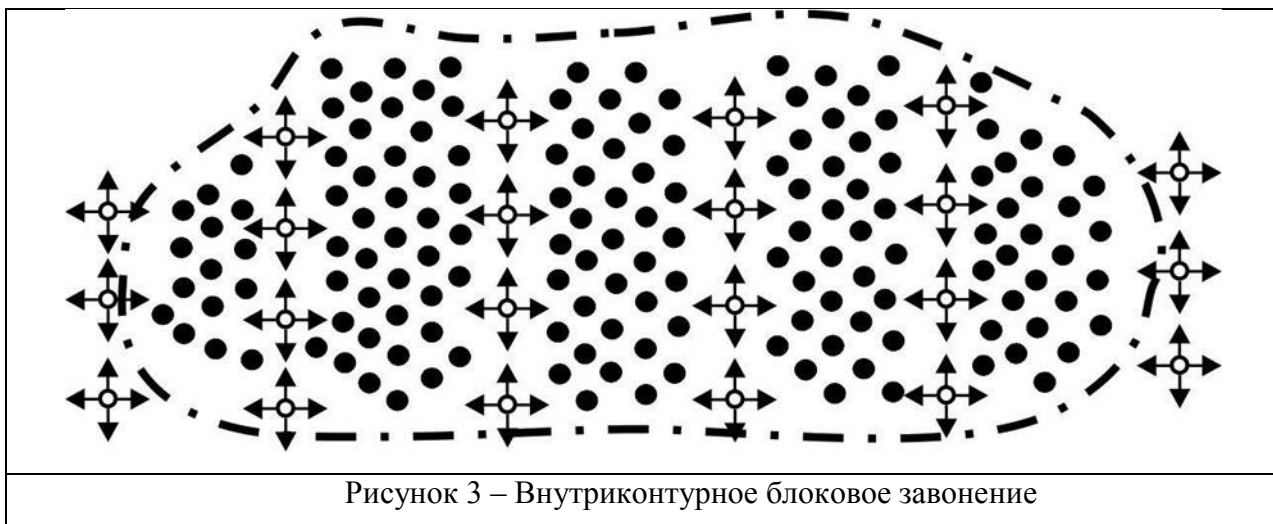
Законтурное заводнение (рис. 1) используется при разработке небольших по размерам залежей. Обязательным условием применения данного метода является наличие коллекторов, сложенных однородными породами с хорошей проницаемостью, не осложнённых нарушениями и содержащих маловязкую нефть. Метод заключается в нагнетании воды в пласт через скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Добывающие скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.



Метод приконтурного заводнения (рис. 2) используют на месторождениях, имеющих низкую проницаемость продуктивных пластов. В связи с этим, нагнетательные скважины располагают вблизи контура нефтеносности, или непосредственно на контуре.



Метод внутриконтурного заводнения (рис. 3) является самым распространённым. Метод применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, протяженной по значительной площади.



По характеру взаимного расположения нефтедобывающих и водонагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения [4]:

1. разрезание залежи нефти рядами нагнетательных скважин на отдельные площадки;
2. барьерное заводнение;
3. разрезание на отдельные блоки самостоятельной разработки;
4. сводовое заводнение;
5. очаговое заводнение;
6. площадное заводнение.

Система заводнения с разрезанием залежи на отдельные площади применяется на крупных месторождениях платформенного типа с широкими водонефтяными зонами. Эти зоны отрезают от основной части залежи и разрабатывают по самостоятельной системе. На средних и небольших по размеру залежах применяют поперечное разрезание их рядами нагнетательных скважин на блоки (блоковое заводнение). Ширина площадей и блоков выбирается с учётом соотношения вязкостей и прерывистости пластов (литологического замещения) в пределах до 3-4 км, внутри размещают нечётное число рядов добывающих скважин (не более 5-7).

В результате дальнейших исследований, исходя из опыта разработки, было установлено, что наиболее целесообразно применять разрезание

разрабатываемых пластов рядами нагнетательных скважин так, чтобы в блоке (полосе) находилось не более пяти рядов добывающих скважин. Так возникла современная разновидность рядных систем - *блоковые системы* разработки нефтяных месторождений: *однорядная, трёхрядная и пятирядная*.

Использование систем разработки с внутриконтурным разрезанием позволило в 2-2.5 раза увеличить темпы разработки по сравнению с законтурным заводнением [3], существенно улучшить технико-экономические показатели разработки. Блоковые рядные системы нашли большое применение при разработке нефтяных месторождений во многих нефтедобывающих районах, особенно в Западной Сибири.

В дальнейшем, с целью расположения резервных скважин, интенсификации и регулирования разработки месторождений, стали применять схемы очагового и избирательного заводнения, при использовании которых нагнетательные и добывающие скважины располагают не в соответствии с принятой упорядоченной системой разработки, а на отдельных участках пластов.

В настоящее время это наиболее интенсивный и экономичный способ воздействия на продуктивные пласты. По характеру взаимного расположения нефтедобывающих и водонагнетательных скважин различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения:

Сводное заводнение - это заводнение при котором нагнетательных скважин размещают на своде структуры или вблизи него. Если размеры залежи превышают оптимальные, то это заводнение сочетают с законтурным. Сводное заводнение подразделяется на:

Осевое заводнение - предусматривает поддержание пластового давления путём расположения нагнетательных скважин вдоль длинной оси структуры. Полагают, что такой метод заводнения может быть избран в связи со значительным ухудшением проницаемости в периферийной части залежи или с резко ухудшенной проницаемостью в законтурной части.

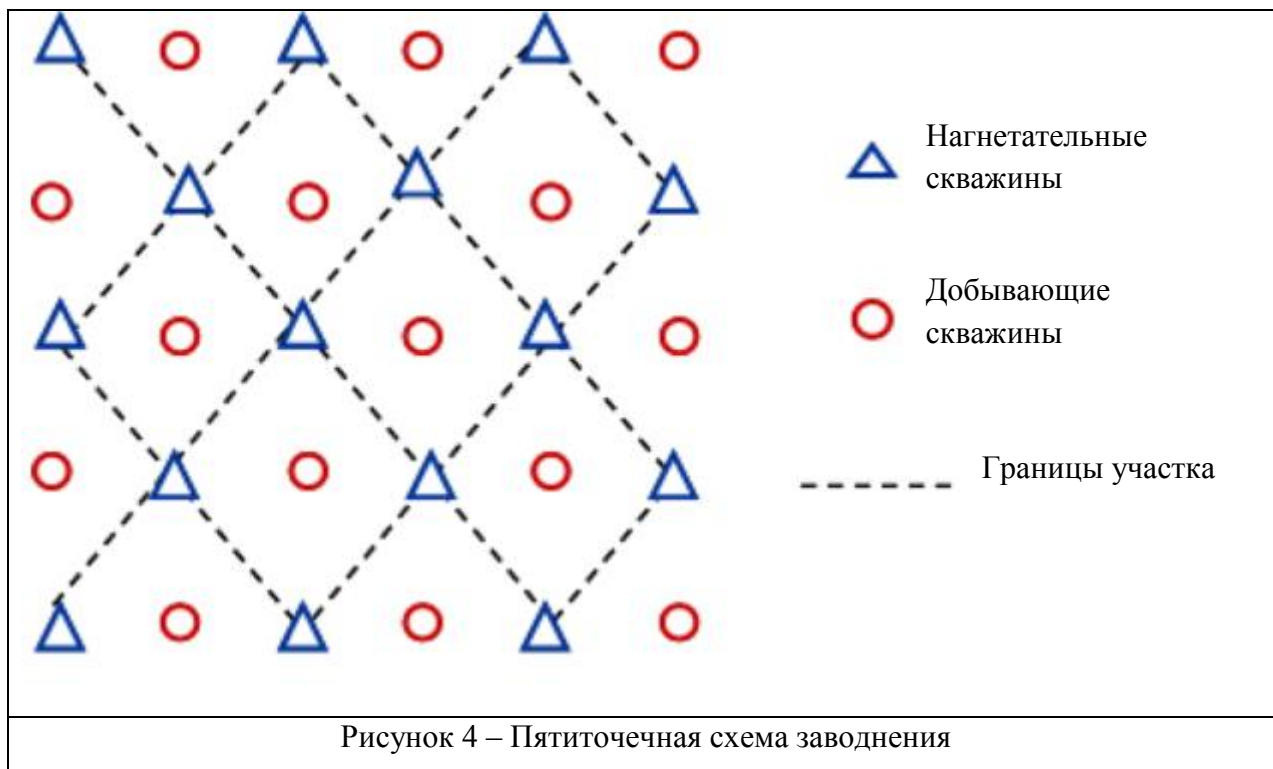
Кольцевое заводнение - ряд нагнетательных скважин с радиусом, приблизительно равным 0.4 радиуса залежи, разрезает залежь на центральную и кольцевую площади.

Центральное заводнение как разновидность кольцевого (вдоль окружности радиусом 200-300 м размещают 4-6 нагнетательных скважин, а внутри её имеется одна или несколько добывающих скважин).

Очаговое заводнение в настоящее время применяется в качестве дополнительного мероприятия к основной системе заводнения. Оно осуществляется на участках залежи, из которых в связи с неоднородным строением пласта, линзовидным характером залегания песчаных тел и другими причинами, запасы нефти не вырабатываются. Положение нагнетательных и добывающих скважин определяется таким образом, чтобы способствовать более полному охвату воздействием нефтяной залежи. Количество очагов заводнения определяется размерами нефтеносной площади.

Избирательное заводнение применяется в случае залежей с резко выраженной неоднородностью пластов. Особенность этого вида заводнения заключается в том, что в начале скважины бурят по равномерной квадратной сетке без деления на эксплуатационные и нагнетательные, а после исследования и некоторого периода разработки из их числа выбирают наиболее эффективные нагнетательные скважины. Благодаря этому, при меньшем их числе реализуется максимально интенсивная система заводнения и достигается более полный охват заводнением.

Площадное заводнение характеризуется рассредоточенной закачкой воды в залежь по всей площади её нефтеносности. Площадные системы заводнения по числу скважино-точек каждого элемента залежи с расположенной в его центре одной добывающей скважиной могут быть четырёх-, пяти-, семи и девятиточечные. Пятиточечная схема размещения скважин, является наиболее часто используемой моделью при заводнении, она представлена на рисунке 4.



Нетрудно видеть, что методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

Ориентировочный расход воды при реализации заводнения пластов, составляет в среднем $1,5...2 \text{ м}^3$ на одну тонну добытой нефти — при площадном заводнении и $2...2,5 \text{ м}^3$ —при законтурном заводнении. Для поддержания пластового давления в залежь можно нагнетать как природные (пресные или слабоминерализованные), так и сточные (дренажные) воды [4].

1.3 Принципиальная схема современных систем поддержания пластового давления

В данном разделе будет представлено описание наиболее распространённой современной системы поддержания пластового давления осуществляющей закачку рабочего агента (воды) в нефтяные пласты. Следует сказать, что ниже описываемая схема не является универсальной, протекание технологического процесса и используемое оборудование может

в значительной степени варьироваться в зависимости от условий, целей и задач системы ППД на том или ином месторождении. Детального рассмотрения всех имеющихся и внедряемых схем и технологий реализации целей ППД в данной выпускной квалификационной работе не будет приведено, так как не является целью работы, и не требуется для реализации задач, поставленных во введении. Вместо этого, в работе дана информация по наиболее распространенным и актуальным для месторождений Западной Сибири системам ППД. Кроме того, информация, представленная в главе 1 направлена в первую очередь на создание представления о системе ППД на месторождениях ... региона Томской области, и является «прологом» к основной части ВКР.

Принципиальная схема устройства системы сбора и подготовки нефти в целом, и, системы ППД в частности представлена на рисунке 5. Объекты системы подготовки нефти представлены в общем виде, объекты системы ППД - в более развернутом. В соответствии с представленной схемой, продукция добывающих скважин по выкидным линиям попадает в АГЗУ, где происходит замер объема и соотношений сырой нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды. После АГЗУ продукция движется по сборным коллекторам на УПСВ, которая предназначена для первичного отделения большей части пластовой воды от нефти, а также, первичной сепарации нефти от газа и механических примесей. Пластовая вода отделенная от нефти называется «подтоварной водой». Подтоварная вода высоко минерализована, содержит остатки нефтепродуктов и деэмульсаторов, является достаточно агрессивной средой [1].

Итак, после предварительного сброса жидкости на УПСВ, частично обезвоженная нефть по напорным коллекторам поступает на УПН, где происходит окончательная ее подготовка к транспортировке в магистральный трубопровод. На УПН нефть подвергается дегазации, обезвоживанию, обессоливанию, сепарации от механических примесей. Тем временем, подтоварная вода, отделенная от нефти на УПСВ и УПН по ВНД

поступает на БКНС или БКНС или КНС в резервуары вертикальные стальные. Туда же (в РВС), по ВНД поступает вода от водозаборных скважин (или открытых источников после очистки), в случае необходимости, предварительно пройдя процесс дегазации в газовых сепараторах ГС. Как правило, вода добывается из водоносных горизонтов центробежными установками типа УЭЦН. Газ, отделений от воды в ГС поступает на свечу рассеивания. После попадания подтоварной воды и воды с водозаборных скважин в РВС, происходит ее отстаивание в резервуаре, с целью дополнительного отделения механических примесей, газа, водонефтяной эмульсии. С резервуаров, подготовленная вода, которая также носит название «рабочий агент», под давлением 0,05 – 0,1 Мпа поступает на прием насосных агрегатов машинного зала, как правило, на агрегаты ЦНС, где происходит увеличение давления рабочего агента до 20 – 22 Мпа, за счет превращения механической работы насосных агрегатов в потенциальную энергию рабочего агента. Далее рабочий агент по водоводу высокого давления подается на блок гребенок (БГ), где производится распределение потока жидкости по кустовым площадкам. На кустовых площадках вода через водораспределительные блоки, подается в нагнетательные скважины. Кроме того, если объём жидкости, поступающий на БКНС, превышает необходимые значения по закачке в нефтяные пласты, то излишки жидкости могут утилизироваться в поглощающие скважины [5].

Как было сказано выше, описанная и представленная на рисунке 5 технологическая схема является обобщенной и, включает в себя различные вариации. В реальности в системе ППД не могут одновременно использоваться водозаборные и поглощающие скважины, так как это не целесообразно. Наличие водозаборных и поглощающих скважин зависит от объемов сбрасываемой на БКНС с УПСВ или УПН воды. На практике возможны следующие вариации:

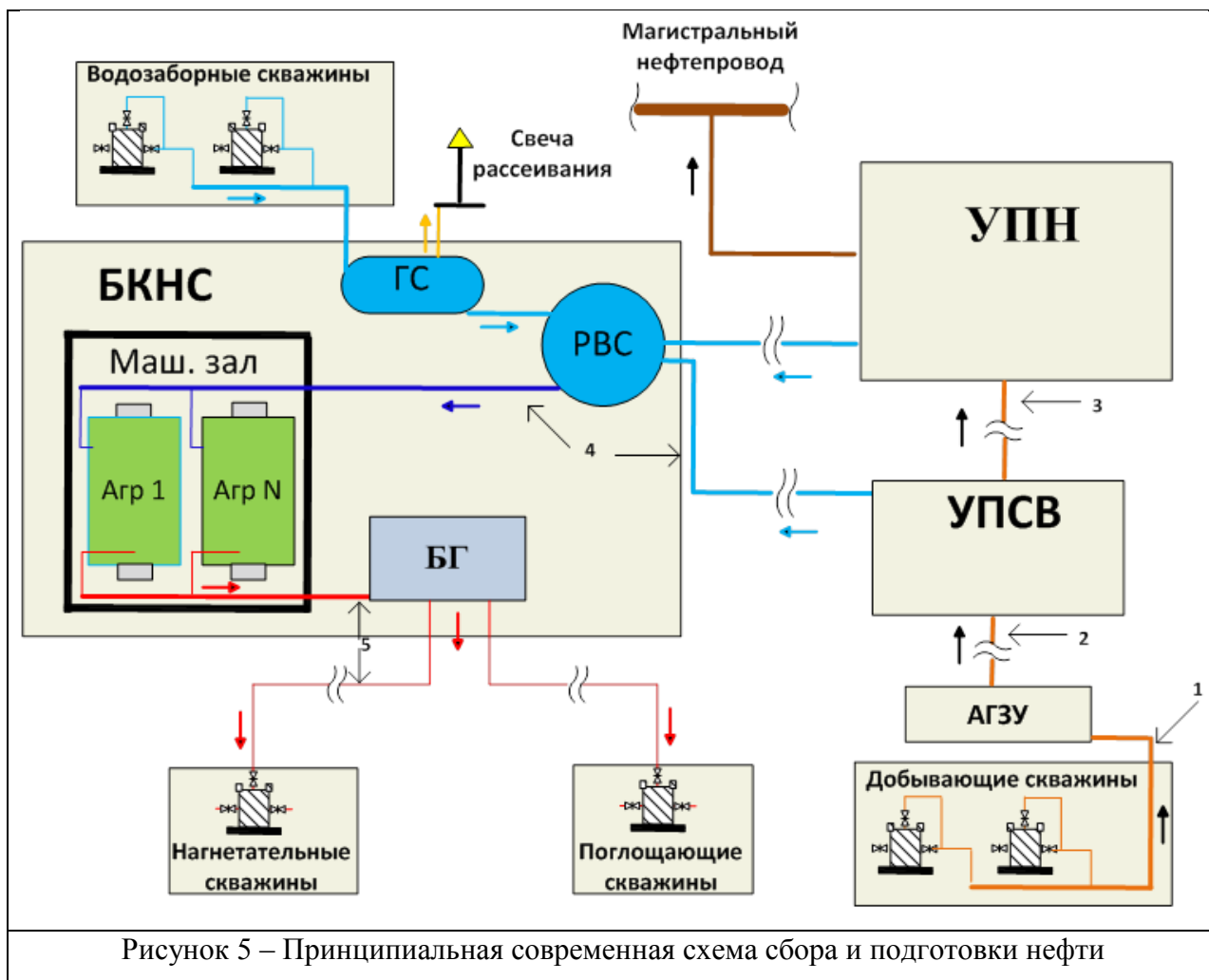
- Отсутствуют как водозаборные, так и поглощающие скважины. Данный вариант является оптимальным с точки зрения экономии ресурсов и

реализуется в случаях, когда объемы сброса воды с УПСВ/УПН соответствуют плану по закачке рабочего агента в пласт для БКНС.

- Имеются водозаборные скважины, но отсутствуют поглощающее. Такая схема реализуется, когда объемов воды, поступающей с УПСВ/УПН, не хватает для реализации плана закачки. Недостаток рабочего агента восполняется за счет дополнительной добычи воды из водоносных горизонтов.

- Имеются поглощающие скважины, отсутствуют водозаборные. Данный случай реализуется, если сброс воды с УПН на БКНС превышает потребные значения объема закачки воды в нефтяные пласты. В этом случае излишки жидкости утилизируются в поглощающие пласты с целью охраны окружающей среды.

Кроме того, на практике сброс жидкости на БКНС может осуществляться как с УПН и УПСВ одновременно, как показано на рисунке 5, или, жидкость может сбрасываться только с УПН или УПСВ на БКНС.



Помимо представленной принципиальной схемы системы ППД, существуют и другие, принципиально отличные от данной системы. Например, известен способ реализации целей ППД путем использования установок ЭЦН перевернутого типа. Суть заключается в перекачивании жидкости из водозаборных скважин напрямую в нагнетательные. В нагнетательных скважинах установлены насосы ЦНС перевернутого типа.

Предлагаемые насосные установки предназначены для закачки в пласт пресных, пластовых и сточных нефтепромысловых вод. Применение установок перевернутого типа для целей ППД позволяет снизить затраты на строительство и эксплуатацию высоконапорных коммуникаций, что, в свою очередь, повышает надежность, экологическую безопасность и снижает убытки от порыва водовода. Однако технология закачки жидкости

«напрямую» имеет ряд ограничений и недостатков, и в настоящее время применяется достаточно ограничено.

1.4 Основное оборудование блочных кустовых насосных станций

В рамках данного раздела будет дано более детальное представление о процессах и оборудовании блочных кустовых насосных станций.

Следует сказать, что в системе ППД также эксплуатируются кустовые насосные станции (КНС), отличие которых от БКНС заключается в том, что строительство КНС осуществляется непосредственно на производстве. Строительство БКНС в свою очередь заключается в монтаже заранее подготовленных на заводе изготовителе блок-боксов. На сегодняшний день наибольшее распространение имеют именно БКНС, в силу того, что такая конструкция кустовых насосных станций позволяет сократить сроки монтажа оборудования, затраты на строительство и транспортировку необходимых деталей и узлов, а также повысить надежность объекта.

1.4.1 Устройство БКНС

Итак, в общем случае БКНС имеет в своем составе следующее оборудование [5]:

Насосный блок

Насосный блок-бокс (машинный зал), блок управления, трансформаторная подстанция, блок распределительных устройств.

Данный блок является основным элементом объекта. В машинном зале установлены насосные агрегаты, предназначенные для придания рабочему агенту (воды) давлений, необходимых для закачки его в пласт с целью поддержания пластового давления или утилизации излишек жидкости. Также, в машинном зале расположены различные приборы КИПиА, предназначенные для контроля основных показателей работы оборудования

(давление, температура, сдвиг ротора насоса и др.) и обеспечении защит от нештатной работы оборудования. Кроме того, в машинном зале расположена маслосистема, предназначенная для обеспечения маслом подшипников скольжения насосных агрегатов или электродвигателей высокой мощности. Как правило, для создания напора в линии масла, используют маслонасосы (М/Н) типа НМШ (насосы масляные шестереночные). Маслосистема может иметь различные варианты исполнения, обеспечивать смазку подшипников электродвигателя или самого насоса. Кроме того, распространены насосы и двигатели при эксплуатации, которых нет необходимости в использовании маслосистемы.

Силовым приводом основных насосов и насосов маслосистемы являются электродвигатели типа АРМ или СТД различных мощностей [6].

На рисунке 6 представлен насосный блок – бокс для случая, когда помимо самого насосного блока, в одном с ним здании расположены блоки управления, трансформаторная подстанция и блок распределительных устройств. В данном случае, в насосном блоке расположены два агрегата и два двигателя. Насосы с двигателями жестко сцеплены специальной полумуфтой. Маслосистема обеспечивает подачу масла только на подшипники электродвигателя, подшипники насоса смазываются и охлаждаются перекачиваемым рабочим агентом (водой). На сегодняшний день, схема, представленная на рисунке 6, является довольно распространённой. Разумеется, количество насосных агрегатов, наличие маслосистемы, расположение блоков может варьироваться.

Блок управления

В блоке управления расположены станции управления насосного агрегата (СУ), благодаря которым осуществляется контроль и управление насосными агрегатами. Также, в блоке управления производится контроль защит и блокировок. Защиты предназначены для отключения оборудования в случае нештатной ситуации, с целью предотвращения аварии.

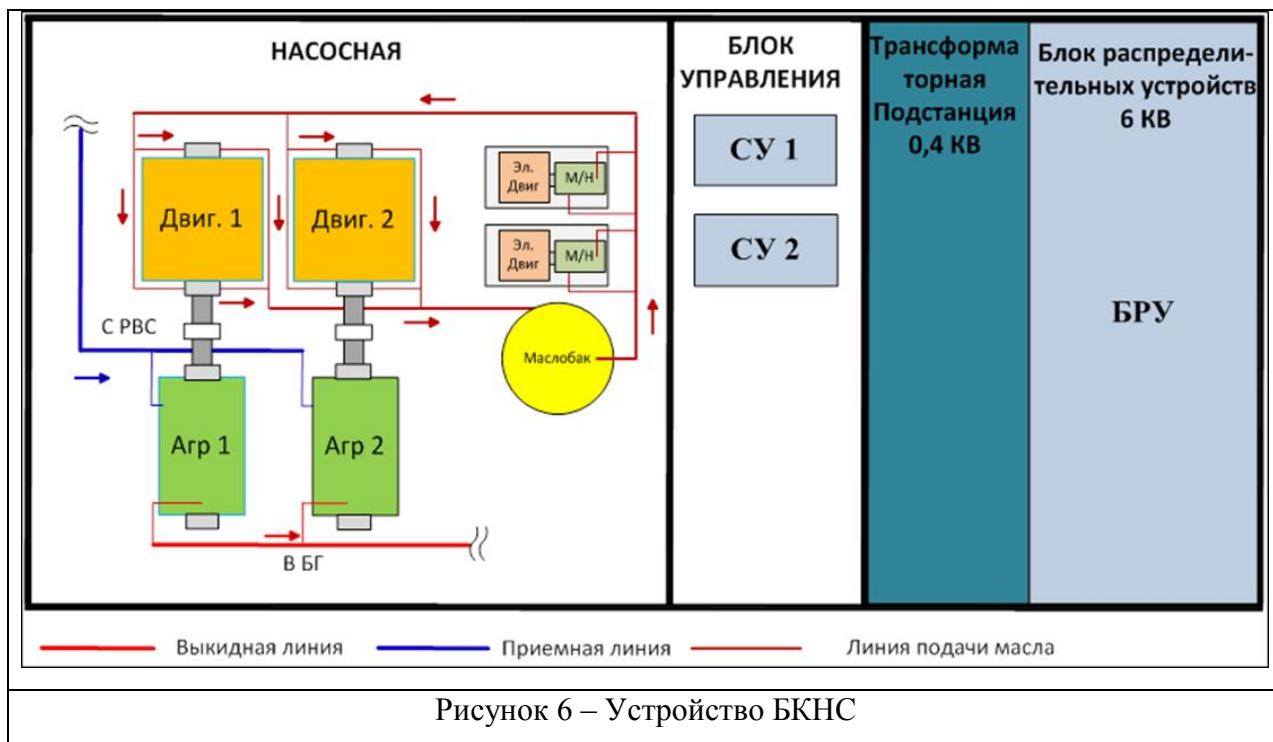


Рисунок 6 – Устройство БКНС

Трансформаторная подстанция

Трансформаторная подстанция (ТП БКНС) предназначена для обеспечения питания низковольтной аппаратуры, такой как маслоснасосы, электроприводные задвижки, системы управления и автоматики, освещение, отопление, системы вентиляции. К ТП БКНС подводится напряжение в 6 кВ из блока БРУ, и понижается до напряжения в 0,4 кВ. В трансформаторной подстанции расположено РУН – распределительное устройство низковольтное, обеспечивающее понижение и распределение напряжения.

Блок распределительных устройств

Блок распределительных устройств (БРУ) предназначен для распределения высоковольтного напряжения 6 кВ, подводимого к БРУ с электрической подстанции, расположенной, как правило, за территорией БКНС. В БРУ высоковольтное напряжение распределяется и подается:

- На питание асинхронных (АРМ) и синхронных (СТД) двигателей основных насосных агрегатов.

- В блок ТП БКНС для понижения и последующего и обеспечения питания низковольтного оборудования. В блоке распределительных устройств расположены вводные ячейки, трансформаторы собственных нужд, ячейки плавного пуска, ячейки релейной защиты и автоматики (РЗА) и другое электрооборудование.

Блок гребенок

Блок гребенок (рис. 7) предназначен для распределения потока рабочего агента, поступающего с выкидных линий насосных агрегатов, по направлениям закачки. По водоводу высокого давления рабочий агент поступает в ВРБ, где поток жидкости разделяется на несколько потоков по направлениям закачки. На каждом направлении установлены приборы измерения расхода (ДРС), запорная арматура, приборы КИПиА. На БКНС может быть как один, так и несколько блоков – гребенок.

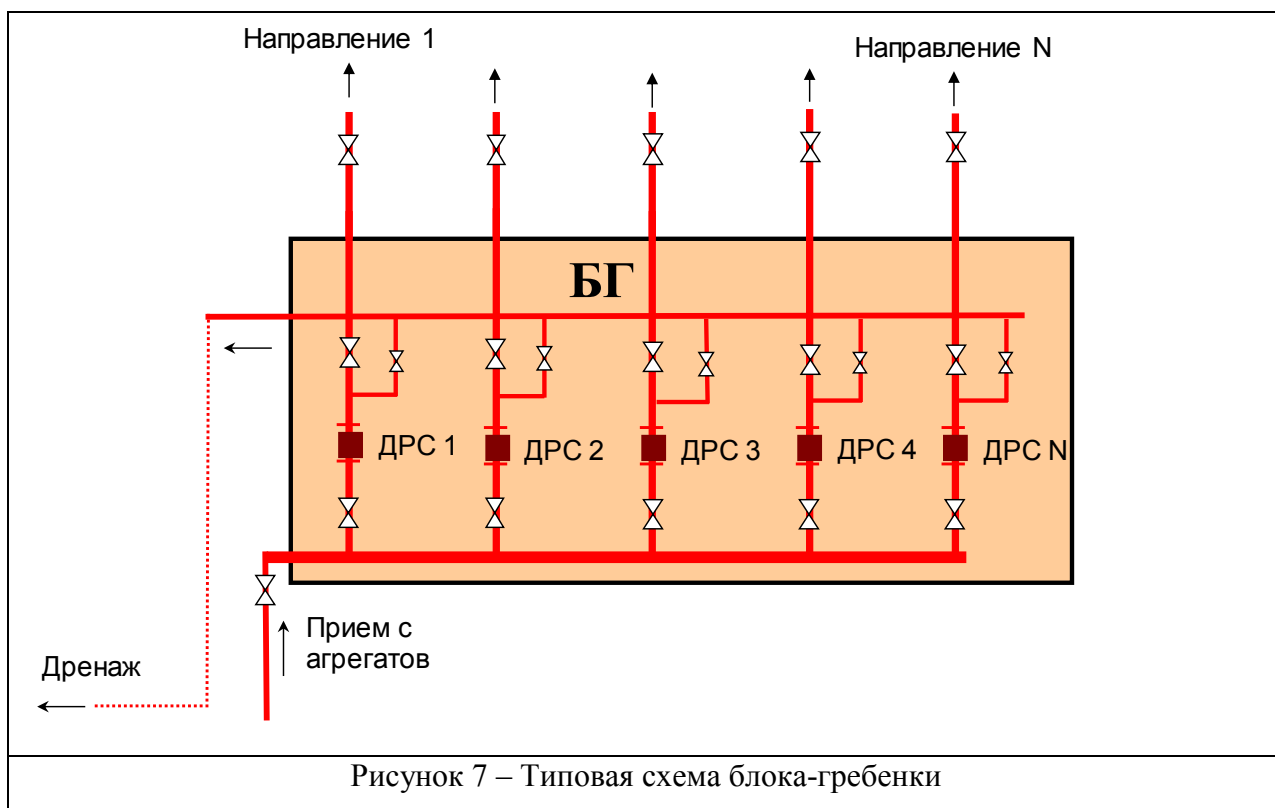


Рисунок 7 – Типовая схема блока-ребенки

Операторная

Операторная является помещением, в котором рабочий персонал осуществляет контроль за технологическим процессом посредством

использования АРМ (автоматизированное рабочее место). Благодаря развитию систем автоматизации, сегодня, машинист может получать всю информацию о протекании технологического процесса через экран монитора. Кроме того, в случае возникновения нештатной ситуации, средства автоматики выполняют оповещение о нештатной ситуации посредством звуковой, визуальной и текстовой сигнализации.

Дренажные емкости, проливная канализация

Подземные коммуникации на БКНС представляют из себя сеть канализации, подземных водоводов и дренажных емкостей. Промливневая канализация предназначена для отвода атмосферных осадков в емкости. В дренажные емкости помимо атмосферных стоков могут сбрасываться стоки при дренировании оборудования. На некоторых дренажных емкостях устанавливаются дренажные насосы, для откачивания жидкости при заполнении емкостей. Как правило, устанавливаются полупогружные центробежные насосы типа НВ.

Сосуды работающие под давлением

С целью сепарации воды от газа, поступающей с водозаборных скважин, на территории БКНС устанавливаются газосепараторы типа ГС или УСТН. Дегазированная вода поступает в РВС, газ, на свечу рассеивания.

Резервуары вертикальные стальные

Резервуары на БКНС заполнены водой, имеют нефтяную пленку (в случае наличия сброса с УПСВ). РВС выполняет функцию дополнительной сепарации воды от нефти, газа и механических примесей. На РВС установлена дыхательная арматура типа КДС, обеспечивающая поддержание заданного давления внутри резервуара. Кроме того, РВС обеспечивает стабильный режим работы насосных агрегатов, так как в РВС поддерживается определенный уровень жидкости, что создает необходимое давление в приемных патрубках насосных агрегатов, исключает резкие перепады давления на приеме агрегатов в случае остановки водозаборных скважин или прекращения сброса подтоварной воды с УПСВ.

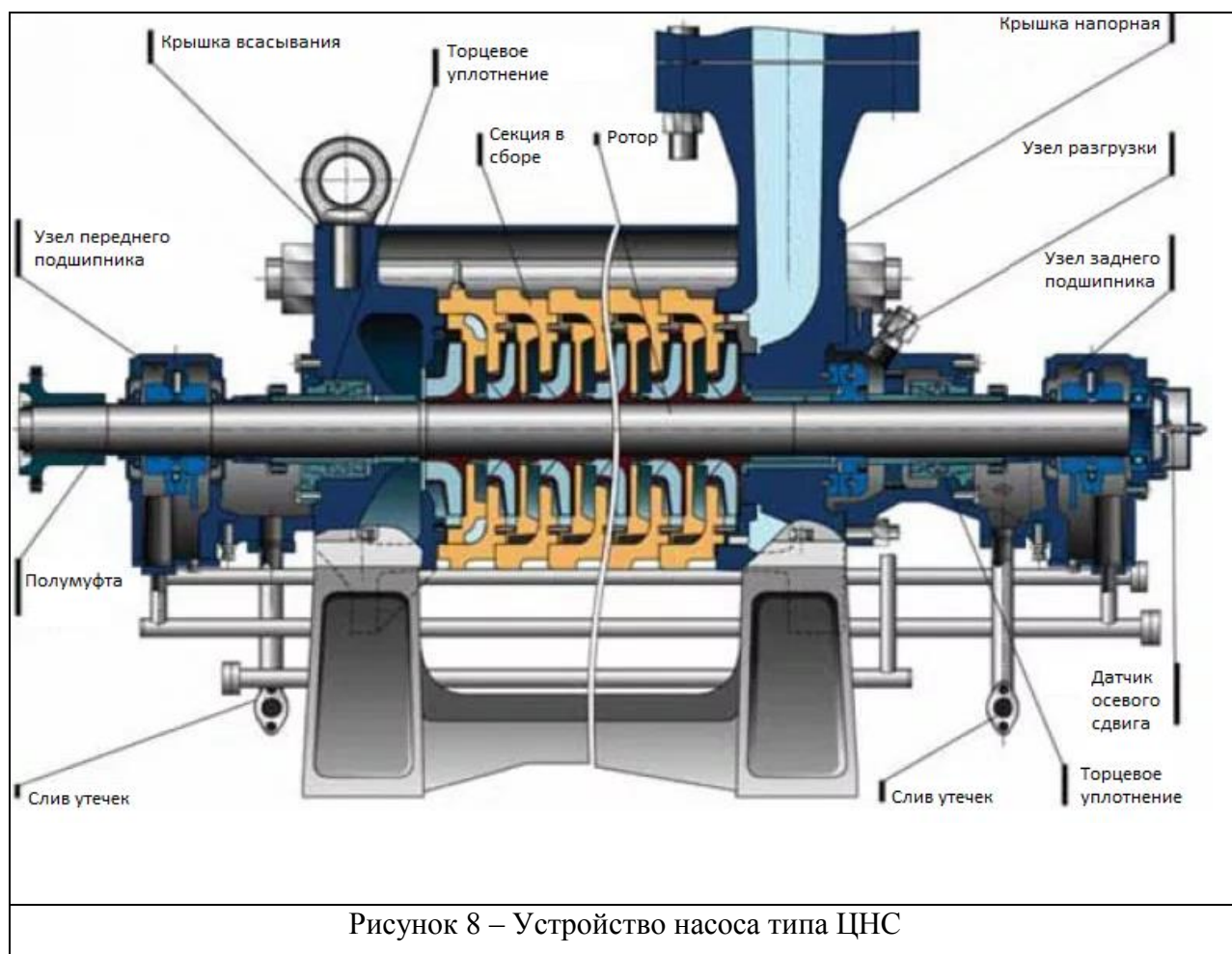
1.4.2 Основное оборудование БКНС

Центробежные насосы

Основным оборудованием, установленным в машинном зале, являются насосные агрегаты. Остальные системы и оборудование служат для обеспечения работы основных насосных агрегатов. На сегодняшний день наибольшее распространение получили насосные центробежные агрегаты типа ЦНС. ЦНС насос представляет собой центробежный секционный электронасос с горизонтальной ориентацией (рисунок 8). Как рабочий орган в таких агрегатах используется многоступенчатое рабочее колесо. Секционным устройство называется потому, что его рабочая камера выполнена в виде нескольких последовательных секций (количество зависит от количества рабочих колес). Все колеса агрегата последовательно соединены и смонтированы на один стальной вал, который приводится в движение электродвигателем. Жидкость поступает в полость агрегата через всасывающую крышку, при этом на приеме насоса должно поддерживаться определенное давление для предотвращения кавитации. В полости агрегата расположены секции ЦНС, состоящие из установленных на валу рабочих колёс, и направляющих аппаратов, установленных статично в корпусе насоса. В процессе работы рабочие колеса толкают жидкость от центра к периферии, придавая ей порцию энергии. Затем через каналы направляющего аппарата жидкость попадает к центральной части следующего рабочего колеса. При последовательном движении жидкости через секции, каждая секция способствует приращению давления потока жидкости на определенную величину. После прохождения секций ЦНС рабочий агент поступает в напорную крышку и далее в водовод высокого давления.

Для предотвращения утечек жидкости по валу, насосы типа ЦНС имеют сальниковые или торцевые уплотнения. За торцевыми уплотнениями расположены подшипниковые узлы. В насосах типа ЦНС используются подшипники скольжения. На сегодняшний день наиболее удачной и

распространённой является конструкция агрегата с торцевыми уплотнениями и подшипниками, работающими на водяной пленке (без использования маслосистемы). При работе насосов ЦНС давление в выкидной линии гораздо больше, чем давление в линии всасывания. Вследствие этого, возникает осевое усилие, направленное в направлении всасывающей крышки. Для компенсации осевой силы в насосах ЦНС устанавливается диск разгрузки. За счет воздействия давления жидкости на площадь диска разгрузки создается сила, предотвращающая осевой сдвиг ротора в сторону всасывания [6].



Шифр насосов представлен в следующем виде:

$$\frac{\text{XXXX}}{1} \quad \frac{\text{XXX}}{2} \quad \frac{\text{—XXXX}}{3} \quad \frac{\text{—X}}{4}$$

1 - тип насоса;

2 - подача насоса, м³/ч;

3 - напор насоса, м;

4 - порядковый номер модернизации.

Например, обозначение ЦНС 180-1900-3ТМ обозначает центробежный секционный насос с подачей 180 м³/час, напором в 1900 м, с торцевыми уплотнениями модернизации 3ТМ.

Насосные агрегаты обвязаны арматурой определенным образом. Насос ЦНС обвязывается на выкидной и приемной линиях. На приемном трубопроводе устанавливаются только приемная задвижка. На выкидном трубопроводе последовательно устанавливаются: Датчик учета расхода, обратный клапан, электроприводная задвижка, дублирующая механическая задвижка.

Насосы типа ЦНС могут иметь различные значения расхода и подачи, различные модификации. В системе ППД часто применяются насосы с диапазоном подачи от 45 до 220 м³/час и напором 1900 метров. Рабочие характеристики насоса ЦНС 180 представлены на рисунке 9.

Как было сказано выше, силовыми приводами насосов типа ЦНС являются электродвигатели типа ЦНС или СТД. Электродвигатели питаются напряжением в 6 КВ, имеют различные диапазоны мощностей.

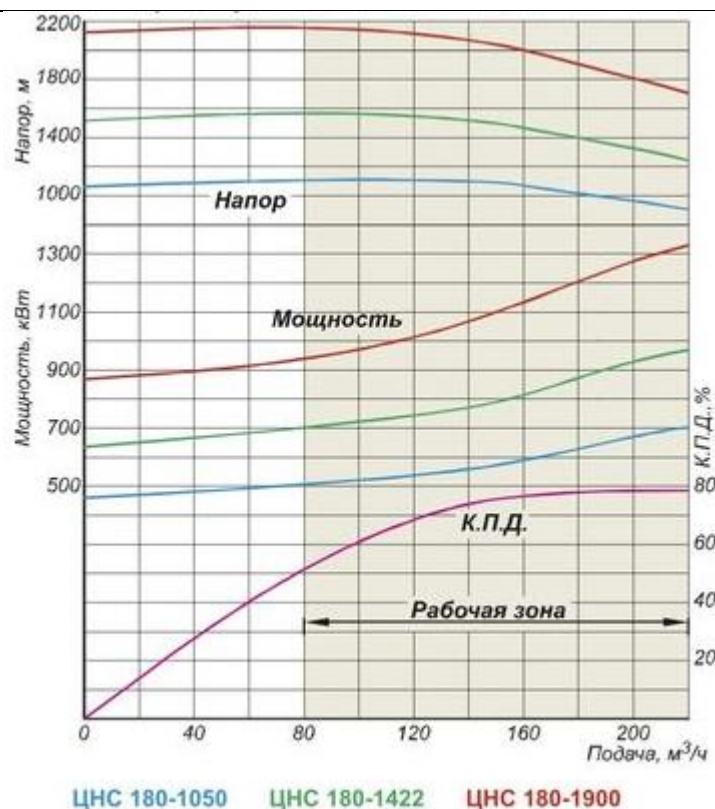
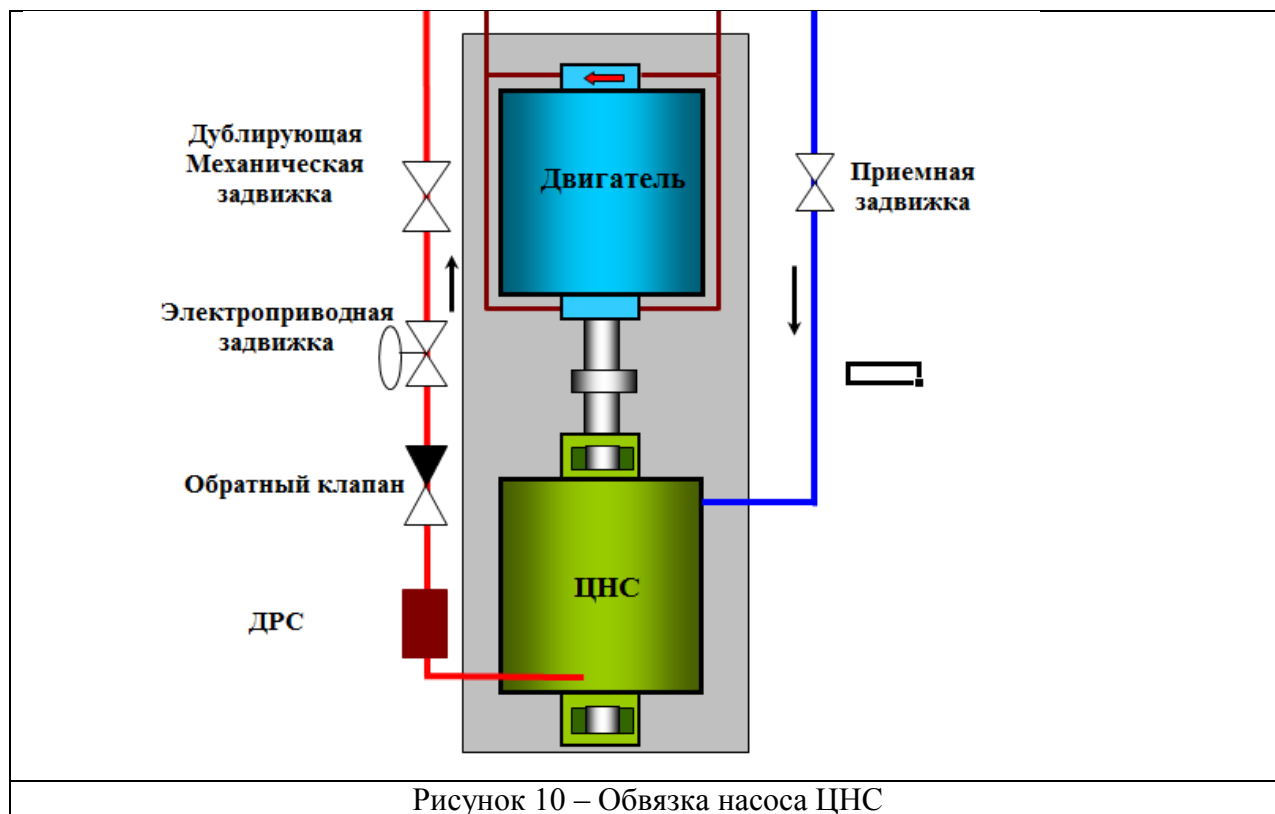


Рисунок 9 – Рабочая характеристика насоса ЦНС 180

Обвязка центробежных насосов

Обвязка центробежных насосов типа ЦНС (рис. 10) связана с самим насосным агрегатом и является значимым звеном процесса увеличения давления рабочего агента. В состав обвязки ЦНС входят такие элементы как:

- Датчик расхода;
- Обратный клапан;
- Электроприводная задвижка;
- Дублирующая задвижка.



Датчики расхода предназначены для учета объема жидкости, проходящей через их тело в единицу времени. На рисунке 11 представлен датчик расхода типа ДРС. Датчик расхода преобразовывает объемный расход жидкости, протекающей в трубопроводе, в последовательность электрических импульсов. Сигналы приборов ДРС обрабатываются агрегатными контроллерами. Далее показания расхода выводятся на стойки агрегатных контроллеров и на АРМ оператора, установленного в операторной.



Рисунок 11 – Датчик расхода типа ДРС

Обратный клапан в обвязке ЦНС является основным предохранительным элементом. Он служит для предотвращения обратного тока рабочего агента после остановки насоса. После остановки ЦНС давление в линии нагнетания приводит к развороту направления движения жидкости. Жидкость начинает двигаться из пласта в выкидную крышку насоса ЦНС. В этот момент и происходит срабатывание обратного клапана и только затем окончательное закрытие электроприводной задвижки. В случае если обратный клапан не закроется, а, электрозадвижка откажет, возможна опасная аварийная ситуация – обратное вращение вала насоса ЦНС. Обратное вращение насоса приведет к его поломке, разрыву полумуфты, порыву водовода низкого давления. Обратное вращение насоса в случае неисправности клапана и задвижек на водоводах высокого давления остановить невозможно.

Электроприводная задвижка (рис. 12) в обвязке ЦНС является элементом управления и безопасности. Управление осуществляется с кнопок, выведенных, как правило, совместно с кнопками управления двигателем на монометрическую стойку агрегата. Пуск и остановка насоса осуществляется с помощью своевременного открытия/закрытия электроприводной задвижки. Кроме того, в случае нештатной ситуации, после срабатывания любой из

защит, задвижка выполняет закрытие автоматически, предотвращая развитие аварийной ситуации. В случае необходимости электроприводная задвижка может быть закрыта вручную.



Рисунок 12 – Электроприводная задвижка

Дублирующая механическая задвижка является дополнительным устройством безопасности. Как правило, задвижка используется при выполнении работ, связанных с разгерметизацией ВВД на участке выкидная крышка ЦНС – электрозадвижка. Дело в том, что при закрытии электрозадвижки перекрытие водовода высокого давления не гарантируется. Электроприводная задвижка может иметь ледяную пробку, способную расколоться в любой момент и выпустить рабочий агент под давлением до 180 атм в рабочую среду, что приведет к тяжким травмам рабочего персонала. Подобные случаи уже случались в промышленной практике в последние несколько лет.

Для большей наглядности, система насоса ЦНС, в компоновке с двигателем типа АРМ и соответствующей обвязкой, со стороны приемной линии представлена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Насосный агрегат ЦНС совместно с двигателем

Маслонасосы

Для обеспечения подачи масла на подшипники скольжения насоса и электродвигателя используется маслосистема, состоящая из линий подачи масла, маслонасосов, маслофильтров и маслобаков. В качестве маслонасосов используются шестерёночные насосы типа НМШ [5,6]. Маслонасос в сборе с электродвигателем представлен на рисунке 14.

Насосы НМШ получили свое название от двух прямозубых шестеренок, которые в качестве ведущего и ведомого роторов через подшипники присоединяются к валу. Стандартный шестеренчатый масляный насос НМШ состоит из шестеренчатого насоса с электрическим мотором, муфтой в защитном корпусе и силовой рамы для поглощения создаваемых в

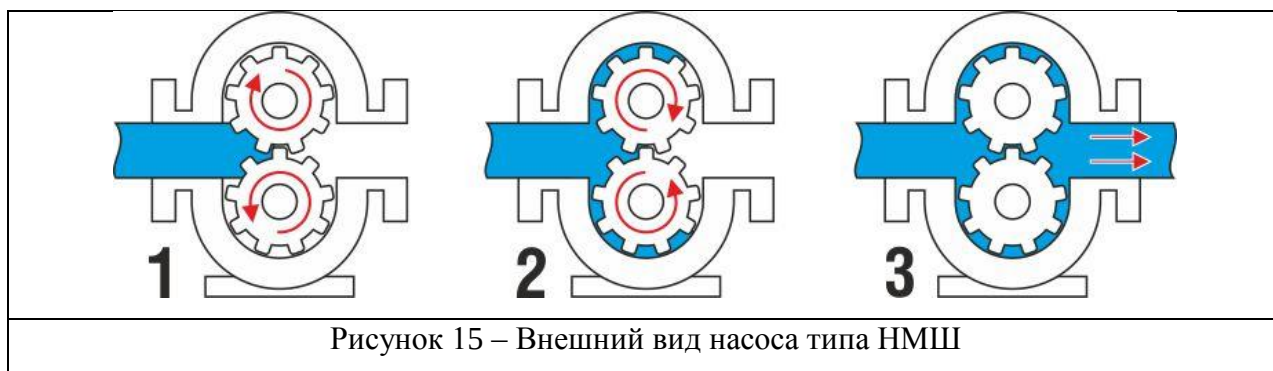
процессе работы вибраций. Вся эта конструкция спрятана в металлический корпус, который разделен на два отсека – нагнетающий и всасывающий. Клапан шарикового типа, который установлен между отсеками, регулирует оптимальный уровень давления внутри камеры нагнетания и, при необходимости, сбрасывает излишки давления во второй отсек.

Работает аппарат следующим образом (рис. 15): Когда включается двигатель, то сначала активируется вал, а затем, при помощи вала приходит в движение один из роторов (ведущий). Ведущий ротор приводит в движение ведомый и в нижней области шестерней образуется область разреженного воздуха.

Когда жидкости попадают под давлением в полости между зубцами шестерней, они начинают продвигаться в верхние отделы камеры, где контакт между зубцами усиливается, и жидкость выдавливается в патрубок. С каждой новой порцией поступающей в камеру жидкости давление увеличивается, и жидкость начинает непрерывным напором поступать в трубопроводы.



Рисунок 14 – Внешний вид насоса типа НМШ



Резервуар вертикальный стальной

Для выполнения функции временного хранения рабочего агента, дополнительного отстаивания и дегазации жидкости в технологических схемах БКНС предусмотрено использование резервуаров вертикальных стальных (рис. 16), как правило, объемом 1000 м³ или 2000 м³.

В системе ППД, в РВС находится жидкость, которая может поступать туда как с водозаборных скважин, так и подтоварная вода с УПСВ. В случае сброса жидкости с УПСВ, в РВС будет образовываться нефтяная пленка и эмульсия, которую необходимо периодически сливать. Кроме того, в РВС постоянно будут происходить процессы оседания механических частиц и процессы «дыхания» резервуара.

Каждый резервуар должен быть оснащен:

- Дыхательными клапанами;
- Огнепреградителями;
- Уровнемерами;
- Пробоотборниками;
- Сигнализаторами уровня;
- Манометрами;
- Устройствами для предотвращения слива (хлопушками);
- Противопожарным оборудованием;
- Приемо-раздаточными патрубками;
- Зачистным патрубком;
- Вентиляционными патрубками;

- Люками (люк световой, люк замерный);
- Молниеприемниками и тоководами.

Кроме того, резервуары укомплектовывают специальными устройствами для борьбы с пожарами. Для подъема на крышу резервуар оборудуется лестницей. На крыше резервуара расположены замерный люк, дыхательные и предохранительные клапаны, огневые предохранители и световые люки.

Дыхательный клапан - устанавливают на крыше резервуара, он предназначен для выпуска воздуха с парами нефти при подъеме уровня нефти в резервуаре и ввода воздуха внутрь резервуара при опускании уровня нефти. Изменение уровня происходит при наполнении и опорожнении резервуара - это так называемые большие дыхания резервуара, а также при температурных расширениях и сжатиях нефти в процессе суточных колебаний температуры воздуха - это так называемые малые дыхания резервуара.

Огнеприградители, устанавливаются под дыхательные клапаны в летний период и, в случае пожара, предотвращают выход открытого пламени наружу.

Остальные устройства выполняют функции контроля, измерения, обеспечения безопасности. Средства КИПиА, установленные в РВС контролируют уровень и давление в полости РВС. Люки осуществляют доступ приборов или непосредственно персонала внутрь РВС. Патрубки служат для приема/слива имеющейся жидкости. Кроме того, важную роль имеет молниезащита РВС. В случае грозы, удары молний принимают на себя специальные антенны, установленные на крыше РВС, и затем по металлическим шинам (тоководам) электрический разряд уходит в землю.



Рисунок 16 – Внешний вид РВС

Нагнетательные скважины

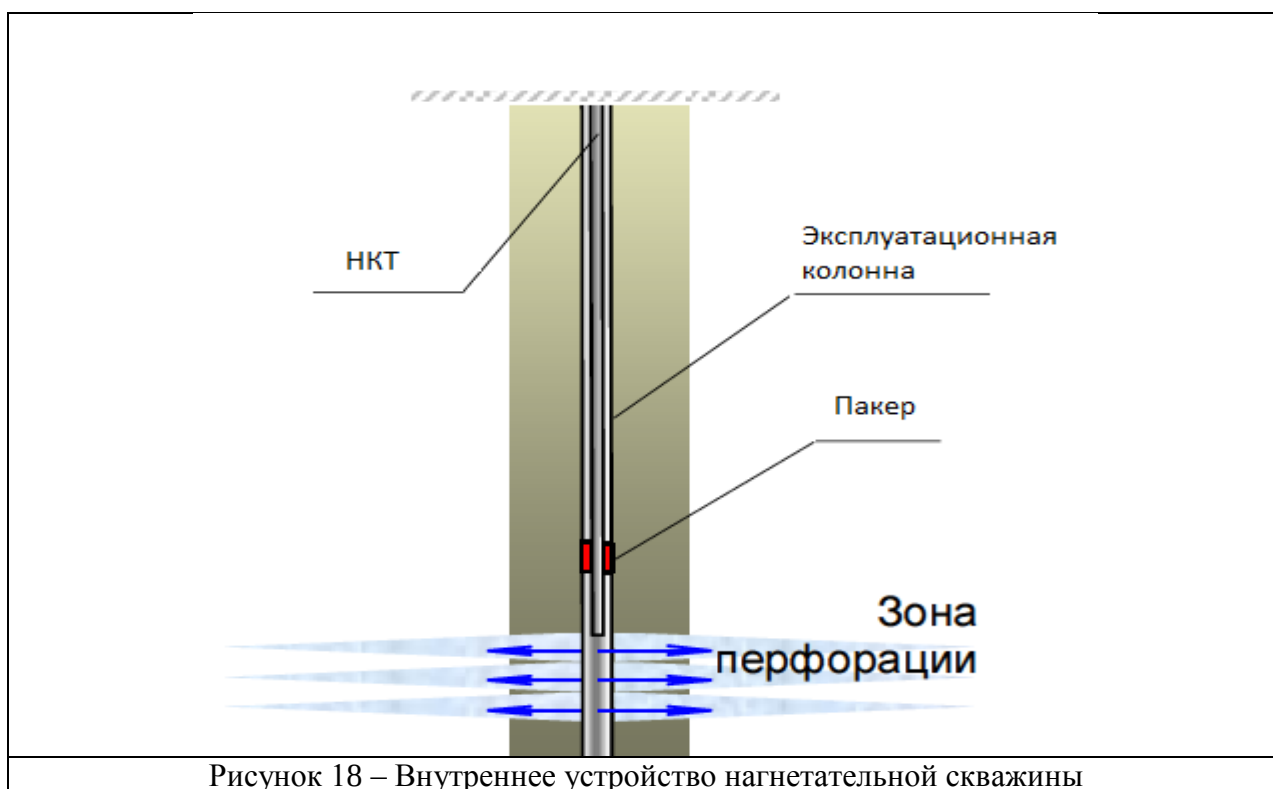
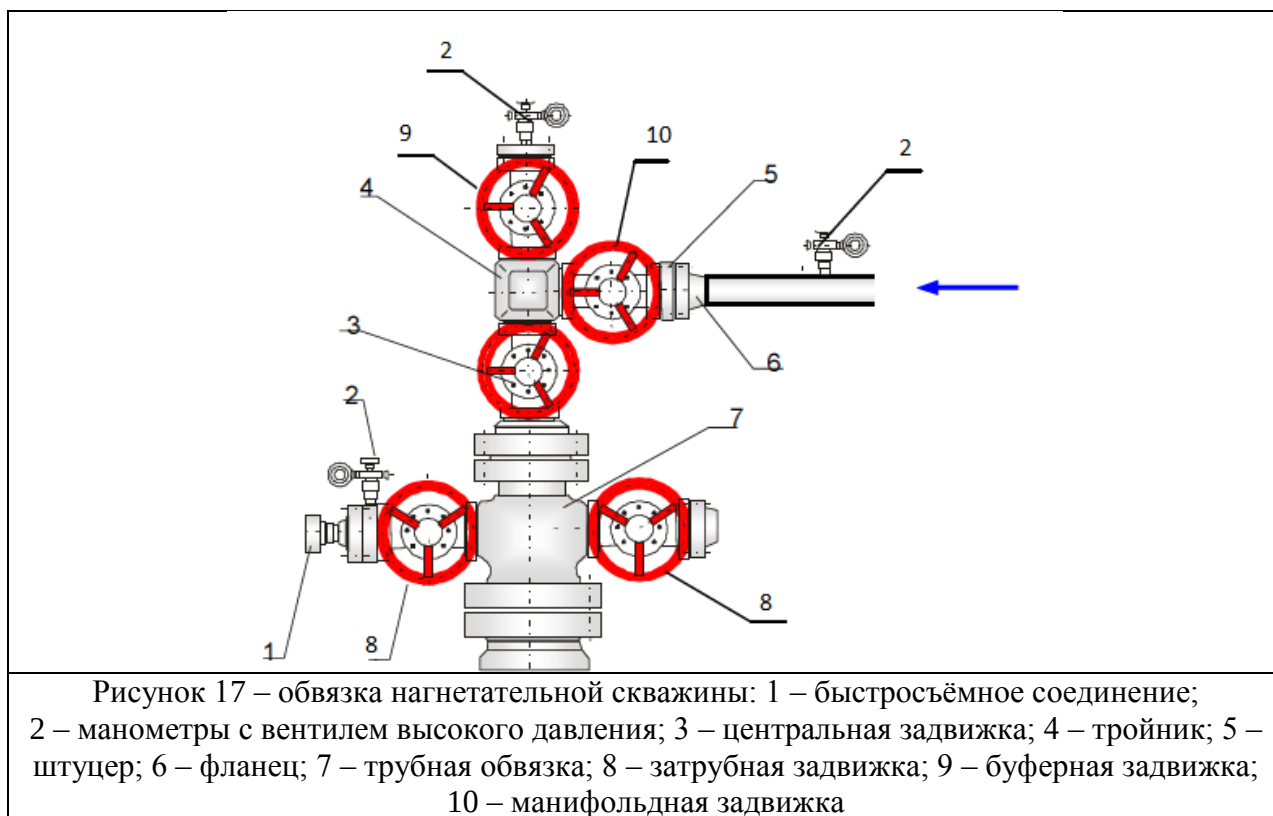
Нагнетательные скважины в системе ППД используются для реализации закачки рабочего агента в пласт или для его утилизации в поглощающие пласты. Оборудование нагнетательных скважин состоит из наземного (рис. 17) и подземного (рис.18) оборудования, которое включает:

Наземное оборудование:

- Нагнетательная арматура;
- Обвязка устья скважины.

Подземное оборудование:

- Насосно-компрессорные трубы;
- Пакер.



Устье нагнетательной скважины оборудуется стандартной арматурой, рассчитанной на максимальное ожидаемое давление при закачке рабочего агента. Как правило, рабочее давление составляет до 21 Мпа. Арматура предназначена для герметизации устья нагнетательных скважин в процессе

нагнетания в скважину воды, для выполнения ремонтных работ, проведения мероприятий по увеличению приемистости пласта и исследовательских работ, осуществляемых без прекращения закачки. Основные части арматуры – трубная головка и елка [6]. Трубная головка предназначена для герметизации затрубного пространства, подвески колонны НКТ и проведения некоторых технологических операций, исследовательских и ремонтных работ. Она состоит из крестовины, задвижек и быстросборного соединения. Елка служит для закачки жидкости через колонну НКТ и состоит из стволовых задвижек, тройника, боковых задвижек и обратного клапана.

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются следующие требования:

1. Оборудование устья нагнетательной скважины должно соответствовать проекту, при разработке которого должны быть учтены состав, физико-химические свойства нагнетаемого агента и максимальные ожидаемые давления нагнетания.

2. Нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной НКТ и, при необходимости пакерующим устройством, обеспечивающими защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента.

3. Для исключения замерзания воды в арматуре скважины и системе нагнетания при остановках необходимо предусматривать полное удаление воды из арматуры и системы подачи рабочего агента и заполнение указанного оборудования незамерзающей жидкостью.

Принцип работы нагнетательной скважины следующий: Вода от ВРБ подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры в НКТ, а по ним поступает в пласт. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке рабочего агента. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину технологической жидкости

регулируется штуцером. Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями высокого давления

2 ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СИСТЕМЫ ППД В ОБЩЕСТВЕ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК

2.1 Проблема протекания технологического процесса системы ППД в ... регионе

В связи с увеличением процента обводнённости в скважинной продукции, а, следовательно, увеличения сброса подтоварной воды, на многих месторождениях общества АО «ТН» ВНК встает вопрос об увеличении мощности блочных кустовых насосных станций (БКНС), а также оптимизации системы поддержания пластового. Учитывая тенденцию к увеличению сброса воды, а также высокую энергозатратность системы ППД, вопрос, о рационализации и увеличения мощностей данной системы, является крайне актуальным.

В рамках данного проекта рассмотрена проблема распределения воды на ... регионе, между объектами УПН, БКНС-Х, БКНС – У. В данный момент осуществляется не выгодный, с точки зрения экономии энергии и ресурса оборудования, сброс воды с УПН на БКНС-Х, БКНС – У. Основная доля подтоварной воды сбрасывается на объект БКНС – У. При этом на данный объект также происходит сброс воды с УПСВ-Z. Данные обстоятельства ведут к превышению объема поступающей на БКНС – У воды над требуемыми значениями закачки в нагнетательные скважины, в связи с чем, излишки утилизируются через поглощающие скважины. В то же время, сброс воды на БКНС - Х с УПН ограничен вследствие ограничения по пропускной способности водовода низкого давления УПН – БКНС – Х. Объем воды, поступающий на БКНС – Х по данному трубопроводу меньше значений плана закачки для БКНС – Х, поэтому на данном объекте используются водозаборные скважины. В итоге, БКНС – Х имеет недостаток воды, который восполняется за счет водозаборных скважин, а БКНС – У имеет ее избыток. Очевидно, что данная ситуация приводит к дополнительным трудностям и затратам. Кроме того, БКНС – У находится на значительном расстоянии от

УПН, в то время как БКНС – Х удалена от УПН незначительно.

Для решения проблемы существуют два пути:

1. Альтернативный. Установка более мощных насосов на БКНС – У, строительство отдельных водоводов высокого давления под нагнетание и поглощение, изыскание дополнительных поглощающих скважин.

Плюсы: частичное решение проблемы, увеличение мощности БКНС -У.

Минусы: Высокие энергозатраты в перспективе, не решен вопрос рационального распределения воды между УПН, БКНС – Х, БКНС – У. Также, необходимо выполнить строительство дополнительных водоводов высокого давления, изменение технологического процесса.

2. Рассматриваемый. Выполнить строительство водовода низкого давления от УПСВ - Z до БКНС - Х, обеспечивающего необходимую пропускную способность.

2.2 Анализ имеющейся технологии, используемого оборудования

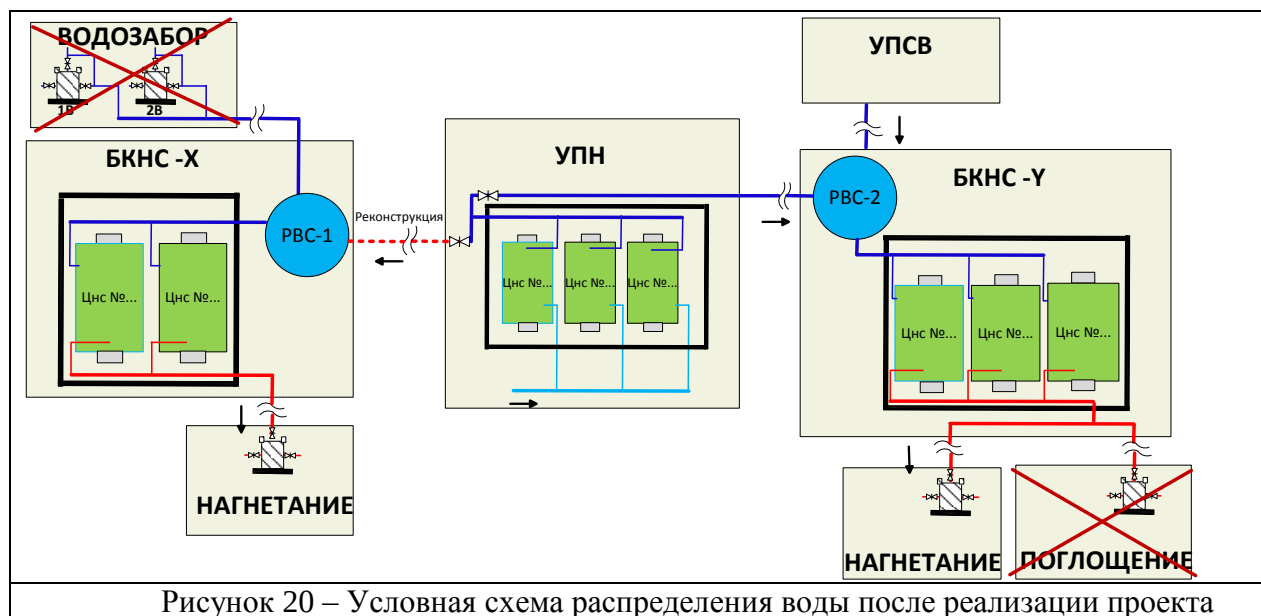
Первым делом, необходимо выполнить анализ текущего режима работы системы БКНС-Х – УПН – БКНС – У. Показатели объемов потоков воды получены у технологической службы ЦППД за период 2018 года. Кроме того, были использованы технологические регламенты объектов [7, 8]. Очевидно, что в течение года данные значения значительно колебались, что связано как с особенностями самого технологического процесса, так и с соглашением с опеком на ограничение добычи нефти летом 2018 года. В связи с этим, для лучшего представления текущей ситуации показатели сброса и закачки взяты в среднем за второе полугодие 2018 года. Схема устройства технологического процесса системы представлена на рисунке 19.

2.3 Проектные показатели распределения подтоварной воды, необходимое оборудование

Как было сказано во введении, проблема недостаточной пропускной способности трубопровода УПН-БКНС-Х решается посредством реконструкции данного трубопровода. Реконструкция в свою очередь заключается в прокладке нового трубопровода с потребным диаметром рядом с имеющимся, и последующем включении нового водовода в технологическую линию. При этом эксплуатируемый водовод планируется вывести из эксплуатации.

На схеме, изображенной на рисунке 20, представлено требуемое распределение потоков рабочего агента, после реализации проекта. Планируется вывести из эксплуатации водозаборный и поглощающий фонды в связи с их не надобностью для осуществления требуемых объемов закачки. Показатели, представленные на схеме являются усредненными. В действительности, в зависимости от ситуации, значения сброса и закачки могут быть больше или меньше представленных. Потребные объемы закачки в пласт согласованы с технологической службой ЦППД.

Кроме того, реконструируемый водовод будет рассчитан на пропускную способность в ... м³/сут (учитывая возможное увеличение сброса в будущем).



После реализации проекта на объектах планируется эксплуатировать оборудование следующим образом:

- БКНС-Х:

Предполагается, что объем закачки будет в пределах с ... м³/сут до ... м³/сут.

- БКНС-У:

Предполагается, что объёмы закачки на БКНС-У будут в пределах диапазона для БКНС-Х, т.е. ... м³/сут - ... м³/сут.

- УПН:

После реализации проекта предполагается работа одного насоса для закачки потребного объема жидкости в диапазоне ... м³/сут.

Итого, после реализации проекта появится возможность отказа от водозаборных и поглощающих скважин и вывода в резерв нескольких насосов ЦНС. Предполагаемое после реализации проекта распределение работающего и резервного оборудования по объектам будет выглядеть следующим образом:

- На БКНС Х ... ЦНС работает, ... ЦНС в резерве;
- На кустовой площадке оборудование демонтируется.
- На БКНС У работает ... ЦНС, ... в резерве;
- На УПН работает ... насос ЦНС, ... в резерве.

Таким образом, наглядно видно, что предлагаемое решение по перераспределению потоков подтоварной воды, позволит отказаться от использования водозаборных скважин, вывести в резерв ... насосы ЦНС. Данные мероприятия позволят значительно сэкономить на электроэнергии и отказаться от расходов по водозаборным скважинам. Расчет экономического эффекта приведен в соответствующей главе.

2.4 Гидравлический расчет и проектировка трубопровода

Задачей гидравлического расчета в данном случае является определение потребного диаметра трубопровода, из условия перекачки через него объема рабочего агента, протяженности трубопровода и известных значений давлений (напоров) в конце и начале трубопровода.

Требуемый объем перекачки задаем с небольшим запасом. Этот объем составляет ... м³/сут. Потребный напор в конце трубопровода задаем в ... м (напор в РВС 10 м и запас в 10 м). Максимальный напор на входе в трубопровод – ... м (характеристика ЦНС ...).

Расчет выполнен в соответствии с законами теоретической гидравлики. При расчетах использовалось преимущественно методические указания [9, 10]. Задача по расчету сводится к определению диаметра трубопровода под заданный расход. Необходимо рассчитать такой диаметр, при котором потери напора позволят реализовывать объёмы перекачки, предусмотренные проектом. Следует оговориться, что в данном случае будет вестись расчет горизонтального водовода

2.4.1 Теоретические предпосылки для расчета

За основу гидравлических расчетов трубопроводов принимается уравнение Бернулли, частный случай выражения закона сохранения энергии, которое для идеальной жидкости имеет вид:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g}; \quad (1)$$

Где:

P_1, P_2 – давление в сечениях 1, 2, Па;

ρ – плотность, кг/м³;

ω_1, ω_2 – средние линейные скорости в сечениях 1 и 2, м/с;

g – ускорение свободного падения;

$Z_{1,2}$ – высота положения точек линий тока над плоскостью сравнения, геометрический напор.

Реальная жидкость обладает вязкостью. В уравнении Бернулли появляется слагаемое, учитывающее потери энергии вследствие гидравлических сопротивлений:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\omega_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\omega_2^2}{2g} + h_n; \quad (2)$$

Где:

h_n – потери напора на преодоление сопротивления трения и на преодоления местных сопротивлений.

$$h_n = h_m + h_{\text{м}}. \quad (3)$$

Где:

h_m – потери напора на трение;

$h_{\text{м}}$ – потери напора на преодоление местных сопротивлений.

Далее приведем формулы для расчета потерь напора на трения и потерь на местных сопротивлениях.

Потери напора на трение

Для определения данного вида потерь напора необходима пользоваться формулой Дарси-Вейсбаха:

$$h_m = \lambda \frac{l}{d} * \frac{\omega^2}{2g}, \text{ м.} \quad (4)$$

Где:

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

l – длина трубопровода;

d – диаметр трубопровода.

Скорость движения жидкости ω будет определена по формуле:

$$\omega = \frac{Q}{S}, \text{ м / с.} \quad (5)$$

Где:

Q – расход через сечение водовода, $\text{м}^3/\text{с}$;

S – площадь сечения трубопровода, м .

Коэффициент гидравлического сопротивления зависит от числа Рейнольдса и относительной шероховатости трубопровода ξ .

$$\varepsilon = \frac{\Delta}{\text{Re}}. \quad (6)$$

Где:

ξ – относительная шероховатость;

Δ – абсолютная шероховатость (мм);

Для ламинарного режима течения ($\text{Re} < \text{Re}_{\text{кр}} = 2320$) , коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}. \quad (7)$$

Где:

Re – число Рейнольдса.

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{4Q}{\pi \cdot d \cdot \nu}. \quad (8)$$

Подставляя (8) в (7), получим:

$$\lambda = \frac{64 \cdot \mu}{\omega \cdot d \cdot \rho} = \frac{64 \cdot \nu}{\omega \cdot d}. \quad (9)$$

При турбулентном режиме течения ($\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$) существует три зоны течения:

1. Зона гидравлически гладких труб ($Re_{кр} < Re \leq 10d/\Delta$). Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (10)$$

Следует сказать, что от скорости течения и вязкости жидкости одна и та же труба может быть как гладкой, так и шероховатой.

2. Переходная зона ($10d/\Delta < Re \leq 500d/\Delta$). Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле Альтиуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (11)$$

3. Зона шероховатых труб ($Re > 500d/\Delta$). Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле Шифринсона:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{\Delta}{d} \right)^{0,25}. \quad (12)$$

Потери напора на местных сопротивлениях

Для рассматриваемого случая местными сопротивлениями, в соответствии с планом прокладки трубопровода, будут являться:

- Два плавных поворота на 90° ;
- Четыре крутых поворота на 90° ;
- Две открытые задвижки;
- Одно расширение диаметра водовода.

Для оценки потерь на местные сопротивления используется формула Вейсбаха:

$$h_m = \xi \frac{w^2}{2g}. \quad (13)$$

Где:

h_m – Потери на местных сопротивлениях, м;
 ξ – Коэффициент местного сопротивления.

Для случая внезапного расширения потока, при оттекке коэффициента сопротивления, используется следующая зависимость:

$$\xi = \left(\frac{S_2}{S_1} - 1 \right)^2. \quad (14)$$

Где:

S_1 – площадь сечения перед сопротивлением;

S_2 – площадь сечения за сопротивлением.

В случае внезапного сужения потока, используется зависимость:

$$\xi = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{S_2}{S_1} \right). \quad (15)$$

Для оценки коэффициента местного сопротивления для открытых задвижек и поворотов, будем использовать таблицу 3 [10].

Таблица 3 – значение местного сопротивления для типовых случаев

Тип местного сопротивления	ξ
Вход в трубу при острых кромках	0,5
Вход в трубу со скруглёнными кромками	0,2
Резкий поворот трубы на 90° (колени)	1,1
Плавный поворот трубы на 90° (колени)	0,15
Задвижка при полном открытии	0,15
Дроссель при полном открытии	4,0
Всасывающий клапан с сеткой при насосах	2,5÷12,0
Различные краны при полном открытии	5,0
Фильтр	2...3
Золотниковый распределитель	2...4

2.4.2 Расчет потребного напора водовода низкого давления

Целью расчета является поиск оптимального диаметра под заданный расход. Для этого, расчет ведется поэтапно для нескольких диаметров и затем, определяется оптимальный диаметр, при котором реализуется

заданный расход и, потери напора, позволяют эксплуатировать установленные насосные агрегаты. Исходные данные сведены в таблицу 4

Дано:

Таблица 4 – Исходные данные для расчета

Параметр	$P_{\text{вых}}$	L	Δ	ρ	Q	ν	D1	D2	D3
Ед. изм.	Па	м	м	кг/м ³	м ³	м ² /сек	м	м	м
Значение	...	...	...	...	...	...	0,194	0,219	0,2445

Где:

$P_{\text{вых}}$ - Требуемое давление на выходе из трубы, Па;

L - Протяженность трубопровода (такая же как и у действующего), м;

Δ - Коэф. Абсолютной экв. шероховатости. Взято по справочным таблицам (сталь), м;

Q - Потребная пропускная способность проектируемого трубопровода, м³;

ρ - Плотность перекачиваемой воды (предоставлена технологически службой), Кг/м³;

ν - Кинематическая вязкость воды. Взято по справочным пособиям, м²/сек.

Определить:

Потребный диаметр трубопровода.

Расчет:

Итак, в данном случае задачей является определение потерей напора для ряда выбранных диаметров и определение минимального потребного напора на входе в трубопровод. В соответствии с формулой (3) необходимо оценить потери напора на преодоления сил трения и, потери на местных сопротивлениях. С целью сохранения коммерческой тайны в данной публикации приводятся только этапы расчета и некоторые результаты. Аналогично, коммерческая тайна сокрыта в экономической части.

Потери на трения определяются по формуле Дарси – Вейсбаха (4), потери на местных сопротивлениях по формуле Вейсбаха (13).

Расчет включаетв себя следующие этапы:

1) Определяется площадь внутреннего сечения для выбранных диаметров:

$$S = \pi R^2 \quad (16);$$

2) Определяется скорость движения жидкости в соответствии с формулой (5);

3) Определяется число Re по формуле (8);

4) Определяется режим течения. В данном случае имеется турбулентный режим, переходная зона, так как:

$$10 * \frac{d}{\Delta} < Re_{1,2,3} \leq 500 * \frac{d}{\Delta} ;$$

5) Определяется коэффициент λ для переходной зоны в соответствии с формулой (11);

6) Определяются потери напора на трение в трубопроводе, пользуясь формулой Дарси – Вейсбаха (4);

7) Определяем потери на местных сопротивлениях. В соответствии с маршрутом прокладки водовода, ожидается наличие четырех резких поворотов на 90° , двух плавных поворотов на 90° . Кроме того на водоводе будут установлены две задвижки, предполагается участок сужения потока от диаметра ... мм до диаметра d.;

8) Суммарные потери напора для рассмотренных диаметров определяются по формуле (3);

9) На выходе из трубопровода давление должно быть больше давления столба жидкости в РВС. Максимальное противодавление в РВС составляет 200000 Па. Определяется напор на входе в трубопровод;

10) Потребный напор на входе в трубопровод, или напор развиваемый насосами ЦНС должно быть равен:

$$h_{\text{ex}} = h_n + h_{\text{вых}}; \quad (17).$$

По результатам расчета определяется диаметр $d_2=219$ мм, так при учете толщины стенки, внутренний диаметр уменьшится, соответственно потребное давление на входе возрастет.

Если взять диаметр d_1 и учесть его сужение при учете толщины стенки, тогда напора, развиваемого насосом ЦНС ..., может не хватить, так как насос будет работать в правой зоне. Итак, принимаем внешний диаметр $d=219$ мм. Проверочный расчет полученных выше результатов выполнен отделом УЭТ в ПО ОИС ПАЙП. Результаты проверочного расчета согласуются с приведенным расчетом.

2.4.3 Расчет толщины стенки

Далее рассчитывается толщина стенки трубопровода. Расчет толщины стенки выполнен в соответствии с СП 36.13330.2012 и ГОСТ 32678-2014 [11, 12]. Марку стали для водовода низкого давления принимаем 09Гс2 [13]. Исходные данные для расчетов сведены в таблицу 5.

Дано:

Таблица 5 – Исходные данные для расчета

Параметр	d	P	K_1	K_H	R_1^H	m	n
Ед. изм.	М	Мпа	-	-	Мпа	-	-
Значение	0,207	2,5	1,4	1	265	0,9	1,2

Где:

d – номинальный диаметр трубопровода, м;

P – Внутреннее давление, Мпа;

K_1 - Коэф. Надежности по материалу;

K_H - Коэф. Надежности по назначению;

R_1^H – Нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла, Мпа;

m - Коэф. Условий работы трубопровода;

n – Коэф. Надежности по нагрузке.

Определить:

Толщину стенки трубопровода.

Расчет:

1. Расчет сопротивления растяжению (сжатию) труб:

$$R_1 = \frac{R_{1H} * m}{K_1 * K_H} = \frac{265 * 0,9}{1,4 * 1} = 170,35 \text{ Мпа (18)}$$

2. Расчет толщины стенки:

$$\sigma = \frac{n * PD_n}{2 * (R_1 + n * P)} = \frac{1,2 * 2,5 * 0,207}{2 * (170 + 1,2 * 2,5)} = 1,8 \text{ мм (19)}$$

Учитывая полученный результат, с учетом того, что в соответствии с СНиП 2.05.06-85 трубопроводы с диаметром более 200 мм должны иметь толщину стенки не менее 4мм, а также взяв в расчет, запас на коррозию, примем толщину стенки 6 мм.

Итого, получен трубопровод из стали 09гс2, внешним диаметром 219 мм и толщиной стенки 6 мм. Соответственно внутренний диаметр будет равен 207 мм. Далее для окончательно определенного внутреннего диаметра выполняется гидравлический расчет.

Для диаметра 207 мм потери давления в трубопроводе составили 69 м, требуемое давление на входе 90 м. Установленный на УПН насос сможет обеспечить данный напор, следовательно, подобранный диаметр соответствует поставленной задаче.

Итак, в ходе расчетов спроектирован трубопровод, параметры которого приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры спроектированного трубопровода

Параметр	Внешний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Протяженность, м	Марка стали	Внутреннее давление, Мпа	Масса 1 м, кг
Значение	219	6	3510	09гс2	2,5	31,5
Параметр	Способ прокладка		Категория трубопровода		Назначение трубопровода	
Значение	Подземный		IV		ВНД	

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

В рамках данного раздела дана оценка экономической составляющей проекта строительства водовода низкого давления УПН-БКНС-Х. Изначально представлена таблица № 7, отражающая состояние процессов в текущей ситуации и при ожидаемой ситуации. Далее в таблицах №№ 8, 9, 10 рассчитаны затраты до реализации проекта, после его реализации, затраты на внедрение. В таблице № 11 представлен совокупный доход от реализации проекта за 5 лет. По итогам, в таблице № 13 представлены основные показатели экономической эффективности проекта. Экономический эффект в данном случае достигается за счет экономии по операционным затратам, а конкретно, за счет экономии на электроэнергии, экономии на комплексном обслуживании и временном владении водозаборными скважинами.

3.1 Расчет совокупного изменения доходов и расходов проекта

Основные положения расчета экономического эффекта данного проекта представлены в виде таблиц 7, 8, 9, 10, 11. В данных таблицах показаны основные показатели по протеканию технологического процесса по каждому из рассматриваемых объектов системы, в текущей ситуации и ожидаемой, после реализации проекта. Приведены основные стоимостные показатели и выполнен расчет совокупного изменения в доходах и расходах в период с 2020 по 2024 года.

Таблица 7 – Удельные показатели для расчета экономического эффекта

	Показатели	Единица измерения	Значение
Исходные данные для расчета			
	Текущая ситуация		
	БКНС-Х		
1	Потребляемая мощность при работе погружных насосов на кусту.	тыс. Квт	...
2	Количество водозаборных скважин на БКНС-Х	шт	...
3	Среднее количество ремонтов в год с учетом МРП для обеих скважин	шт	...
4	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... или ЦНС ... отдельно	тыс. Квт	...
	БКНС-У		
5	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... при его работе в паре с ...	тыс. Квт	...
6	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... при его работе в паре с ЦНС ...	тыс. Квт	...
	УПН		
7	Потребляемая мощность насосов ЦНС ... при работе в паре	тыс. Квт	...
	Ожидаемая ситуация		
	БКНС-Х		
8	Потребляемая мощность при работе погружных насосов	тыс. Квт	...
9	Количество водозаборных скважин на БКНС-Х	шт	...
10	Среднее количество ремонтов в год с учетом МРП	шт	...
11	Потребляемая мощность при работе ЦНС ...1900 отдельно	тыс. Квт	...
	БКНС-У		
12	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... отдельно.	тыс. Квт	...
	УПН		
13	Потребляемая мощность при работе ЦНС ... отдельно.	тыс. Квт	...
	Стоимостные показатели		
14	Стоимость комплексного обслуживания	руб/сут	...
15	Стоимость временного владения	руб/сут	...
16	Тариф на покупку э/э	руб/кВтч	...
17	Стоимость ТРС	тыс.руб./скв	...

Расходы до внедрения (таблица 8) мероприятия складываются из расходов на комплексное обслуживание, временное владение и выполнение ремонтов по водозаборным скважинам, и, расходов электроэнергии на работу центробежных насосов типа ЦНС и погружных насосных установок типа УЭЦН.

Таблица 8 - Расходы до внедрения мероприятия

N	Объект	Ед. Изм.	Года				
			2020	2021	2022	2023	2024
	БКНС-Х						
1	Затраты на комплексное обслуживание водозаборных скважин.	тыс.руб	...	...	...	...	...
2	Затраты на временное владение и пользование ЭПО.	тыс.руб	...	...	...	...	...
3	Затраты на подземный ремонт водозаборных скважин	тыс.руб	...	...	...	...	...
4	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	...	...	...	...	...
5	Затраты на ЭЭ на добычу сеномана	тыс.руб	...	...	...	...	...
	БКНС-У		...	...	...	...	...
6	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	...	...	...	...	...
	УПН		...	...	...	...	...
7	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс.руб	...	...	...	...	...
8	ИТОГО ЗАТРАТЫ ДО ВНЕДРЕНИЯ	тыс.руб	154330	159816	159830	159845	159849

Капитальные затраты (таблица 9) включают в себя закупку материальных ценностей, проектно-изыскательные работы и строительно монтажные работы. Все капитальные затраты реализуются в 2020 и 2021 годах.

Таблица 9 – Капитальные вложения на внедрение мероприятия

N	Категория расходов	Ед. Изм.	Года				
			2020	2021	2022	2023	2024
1	Закупочные процедуры для СМР	тыс. руб	...	...	...	...	...
2	ПИР на реконструкцию водовода	тыс. руб	...	...	...	...	...
3	Строительно-монтажные работы	тыс.руб.	...	...	...	...	...
4	ИТОГО ЗАТРАТЫ НА ВНЕДРЕНИЕ	тыс.руб.	8 372	22 542	0	0	0

Расходы после внедрения (таблица 10) уменьшаются на величину затрат по водозаборным скважинам, затрат электроэнергии на работу ... установок УЭЦН и ... насосов ЦНС.

Таблица 10 – Расходы после внедрения мероприятия

N	Объект	Ед. Изм.	Года				
			2020	2021	2022	2023	2024
	БКНС-Х						
1	Затраты на комплексное обслуживание водозаборных скважин.	тыс. руб	...	...	...	...	...
2	Затраты на временное владение и пользование ЭПО.	тыс. руб	...	...	...	...	...
3	Затраты на подземный ремонт водозаборных скважин	тыс. руб	...	...	...	...	...
4	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	...	...	...	...	...
5	Затраты на ЭЭ на добычу сеномана	тыс. руб	...	...	...	...	...
	БКНС-У						
6	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	...	...	...	...	...
	УПН						
7	Затраты э/э на работу ЦНС для закачки воды	тыс. руб	...	...	...	...	...
8	ИТОГО ЗАТРАТЫ ПОСЛЕ ВНЕДРЕНИЯ	тыс. руб	154330	130038	105838	105848	105848

Доход от реализации проекта (таблица 11) осуществляется за счет экономии, и рассчитывается путем вычета из суммы расходов до внедрения и капитальных вложений, значений расходов после внедрения.

Таблица 11 – Доходы от реализации проекта

N	Показатель	Ед. Изм.	Года				
			2020	2021	2022	2023	2024
1	Суммарные расходы до внедрения	тыс.руб	...	...	...	...	...
2	Суммарные капитальные вложения	тыс.руб	...	...	...	...	...
3	Суммарные расходы после внедрения	тыс.руб	...	...	...	...	...
4	Доход от реализации проекта по годам	тыс.руб	-8 372	7235	53993	53998	54002
5	Общий доход	млн. руб	161				

Итак, в таблицах представленных выше, выполнен расчет совокупного изменения в доходах и расходах, посчитаны не приведенные экономические

показатели. Экономический эффект за срок мониторинга проекта 5 лет, составил 161 млн. руб.

3.2 Расчет основных экономических показателей

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта, его окупаемости, необходимо выполнить расчет основных экономических показателей, таких как NPV, IRR, срока окупаемости. Данные показатели также рассчитаны в ПО Excel.

Фиксированные ставки налогов и некоторые другие данные, значимые для расчета сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Вспомогательные данные для расчета

№П/П	Показатель	Значение	Ед. Измерения
1	Налог на имущество	...	%
2	Налог на прибыль	...	%
3	Годовая ставка дисконтирования	...	%
4	Год начала дисконтирования	...	Год
5	Срок мониторинга проекта	...	Лет

Значение NPV отражает чистый дисконтированный доход, т.е. в выражении на текущую стоимость денег отображает величину денежного потока в течении срока реализации проекта. NPV помогает оценить привлекательность проекта для инвестора, и в общем случае рассчитывается по следующей формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t} = -IC + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t}. \quad (20)$$

Где:

n, t – количество временных периодов;

CF – Денежный поток;

IC – Изначальные вложения капитала;

R – ставка дисконтирования.

IRR или внутренняя норма доходности — это ставка процента, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного

проекта (т.е. NPV) равна нулю. Это означает, что при такой ставке процента инвестор сможет возместить свою первоначальную инвестицию, но не более того. В общем случае равенство для расчета IRR выглядит следующим образом:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}. \quad (21)$$

Где:

IRR – Внутренняя норма доходности.

Срок окупаемости вложений (Payback Period, PP) представляет собой наименьший срок, через который инвестированные средства вернутся и станут приносить прибыль. В случае оценки краткосрочных проектов, используют простой метод, заключающейся в том, что за основу берется значение периода, при котором чистый денежный поток начинания (без учета налогов и операционных затрат) превысит объем инвестированных средств. Простой срок окупаемости выражается формулой:

$$PP = \min n, \text{при котором } \sum_{t=1}^n CF_t > IC. \quad (22)$$

Чтобы получить более точный прогноз, используют дисконтированный срок окупаемости (Discounted Payback Period, DPP). Этот критерий можно рассматривать как временной отрезок, в течение которого инвестор получит такой же доход, приведенный к текущему периоду, как и в случае вложения финансового капитала в альтернативный актив. Формула для расчета DPP следующая:

$$DPP = \min n, \text{при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + R)^t} > IC. \quad (23)$$

Где:

CF_t – Поток денег в период времени t, состоящий из чистой прибыли и начисленной амортизации.

В соответствии с указанной выше информацией и приведенными зависимостями, были рассчитаны основные экономические показатели данного проекта. Результаты расчета сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Основные экономические показатели проекта

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА			
№П/П	Показатель	Значение	Ед. Измерения
1	NPV Чистый дисконтированный доход	70	млн.руб
2	IRR Внутренняя норма дисконтирования	253	%
3	PP Простой срок окупаемости	1,01	лет
4	DPP Срок окупаемости дисконтированный	1,05	лет

3.3 Выводы по разделу «Экономическая эффективность»

Анализируя полученные данные, можно сделать однозначный вывод об экономической целесообразности реализации данного проекта. Проект достаточно прибыльный, быстро окупаемый. Кроме того, реализация проекта проста в техническом плане. Реализация возможна в ближайшие годы. NPV проекта 70 млн. руб. Данная цифра является весомой экономией для общества. Кроме того, показатель внутренней нормы доходности составил 253%, что говорит о низких рисках экономического провала проекта. Вкупе с технологической целесообразностью, проект является выгодным со всех точек зрения.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объект исследования данной работы – система объектов по подготовки нефти. Для достижения цели работы (оптимизации технологического процесса системы) необходимо выполнить реконструкцию водовода низкого давления.

Реализация проекта строительства водовода будет включать в себя такие этапы как:

- Проектно-изыскательные работы
- Материально-техническое обеспечение (закуп и поставка ТМЦ)
- Получение разрешительной документации
- Строительно-монтажные работы
- Пуско-наладочные работы.

В рамках раздела «социальная ответственность» следует рассмотреть требования производственной безопасности и охраны труда применительно к этапу строительно – монтажных работ. Это связано с тем, что данный этап реализации проекта является наиболее опасным, требует особенного внимания к вопросам безопасности труда и охраны окружающей среды и является наиболее сложным и ответственным этапом. Работы по строительству водовода будут вестись в период с января по октябрь, т.е. как в теплое так и в холодное время года.

4.1 Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [15] неблагоприятные производственные факторы делят на:

- 1) Вредные факторы – те факторы, длительное воздействие которых приводит к заболеваниям, и усугубляют уже имеющиеся болезни.
- 2) Опасные факторы – факторы, которые могут привести к травме работника, в том числе смертельной.

Кроме того, вредные и опасные производственные факторы различают по виду воздействия на человека и подразделяются на факторы физического воздействия, факторы химического воздействия, факторы биологического воздействия, факторы психофизиологического воздействия.

При выполнении строительно-монтажных работ возможно воздействие всех вышеперечисленных групп факторов, однако наиболее вероятно воздействие факторов физического характера. Перечень неблагоприятных производственных факторов, возникающих при выполнении СМР представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Факторы физического воздействия		
Строительно – Монтажные работы	Низкие температуры воздуха при работе в холодный период года.		МР 2.2.7.2129-06 [16]
	Превышение допустимого уровня шума		СанПиН 2.2.4.3359-16 [17]
	Воздействие ультрафиолетового излучения (сварочные работы)		СНИП 4557-88 [18]
		Движущиеся части машин и механизмов	СНиП 12-03-2001 [19]
		Открытое пламя, электрическая дуга, металлические искры, нагрев металла до высоких температур.	СНиП 12-03-2001 [19]; ПОТ-Р-М-020-2001 [20]; ГОСТ 12.1.004-91 [21].
	Факторы химического воздействия		
		Повышенная загазованность рабочей зоны	ГН 2.2.5.1313-03 [22]; ВСН 64-86 [23]
	Факторы биологического воздействия		

		Укусы ядовитых змей, насекомых	ГОСТ12.1.008-78 ССБТ [24]
	Факторы психофизиологического воздействия		
	Физические перегрузки		MP 2189-80 [25]

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов, которые могут возникнуть в процессе строительства трубопровода

Низкие температуры при работах в холодное время года.

План график реализации проекта подразумевает работу, как в теплый период года, так и в холодный. При этом климатические условия места проведения работ характеризуются аномально низкими температурами в холодное время года. Географически, место проведения работ расположено на территории II климатического пояса [16], характеризуемого суровыми климатическими условиями.

Воздействие низких температур на протяжении длительного времени негативно влияет на человека. Охлаждение организма, как общее, так и локальное способствует изменению его двигательной активности, нарушает координацию и способность выполнять точные операции; вызывает тормозные процессы в коре головного мозга, способствует развитию патологии. Режим работы и отдыха в холодное время года регламентируется MP 2.2.7.2129-06 [16].

В данном документе регламентируется режим работе на холоде в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра в различных климатических регионах.

При выполнении строительно-монтажных работ наиболее характерны работы средней тяжести. В соответствии с этим, режим работы будет нормироваться требованиями, приведенными в таблице 15.

Таблица 15- Режим работ на открытой территории в климатическом регионе II

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с											
	≤ 1		2		4		6		8		10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	не регламентируется*						168	1	121	1	92	2
-15	200	1	170	1	127	1	107	1	85	2	70	2
-20	117	1	104	1	84	2	71	2	58	3	49	3
-25	82	2	76	2	64	3	54	3	47	3	40	4
-30	65	3	60	3	52	3	45	4	39	4	34	5
-35	52	3	49	3	43	4	38	4	33	5	29	5
-40	44	4	41	4	37	4	32	5	29	5	25	6
-45	38	4	36	4	32	5	29	5	26	6	20	7
Отдых по причине физической усталости вследствие возможного перегревания следует проводить в теплом помещении												

Примечание:

а - продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

б - число 10-минутных перерывов для обогрева за 4-часовой период рабочей смены.

Помимо соблюдения режима работы и отдыха необходимо пользоваться следующими средствами индивидуальной защиты: утеплённый рабочий костюм (брюки и куртка), утепленная обувь, утепленный головной убор, утепленные рукавицы, зимняя маска, специальные крема, защищающие от обморожений.

Повышенный уровень шума

При работе тяжелой техники, работе режущего инструмента возможны высокие значения шума на рабочем месте. Продолжительное воздействие шума может повредить слух человека или привести к его потере. Кроме того, в условиях шума возникает риск травмирования, так как человек может не обратить внимания на угрозу из за высокого уровня фонового шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА [17]. Для отдельных отраслей (подотраслей) экономики допускается эквивалентный уровень шума

на рабочих местах от 80 до 85 дБА при условии подтверждения приемлемого риска здоровью работающих по результатам проведения оценки профессионального риска здоровью работающих, а также выполнения комплекса мероприятий, направленных на минимизацию рисков здоровью работающих. В случае превышения уровня шума на рабочем месте выше 80 дБА, работодатель должен провести оценку риска здоровью работающих и подтвердить приемлемый риск здоровью работающих. Работы в условиях воздействия эквивалентного уровня шума выше 85 дБА не допускаются. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [17].

В данном случае, на месте производства работ источниками шума в полевых условиях, являются звуки, вызванные результатом работы инженерного и производственного оборудования.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: использование звукоизолирующих средств (звукоизолирующие кожухи, кабины), использование звукопоглощающих средств.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве индивидуальных средств индивидуальной защиты используют защитные беруши и защитные наушники.

Воздействие ультрафиолетового излучения

При работе электросварочной дуги выделяется ультрафиолетовое (75 %) и инфракрасное излучение. Наибольшую опасность несет в себе именно ультрафиолетовое излучение, которое вызывает серьезное поражение кожного покрова, глаз, уже после 3-10 минут воздействия на незащищенные участки.

Нормы воздействия данного вида излучения регламентируются СНиП 4557-88 [18]. Нормы устанавливают допустимые величины ультрафиолетового излучения на постоянных и непостоянных рабочих местах (облученность) от производственных источников с учетом

спектрального состава излучения для длинноволновой (УФ-А), средневолновой (УФ-В), коротковолновой областей.

Допустимая интенсивность облучения работающих при наличии незащищенных участков поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ и периода облучения до 5 мин, длительности пауз между ними не менее 30 мин и общей продолжительности воздействия за смену до 60 мин - не должна превышать

- $50,0 \text{ Вт/м}^2$ - для области УФ-А;
- $0,05 \text{ Вт/м}^2$ - для области УФ-В;
- $0,001 \text{ Вт/м}^2$ - для области УФ-С.

При выполнении электрогазосварочных работ необходимо использовать следующие СИЗ: щитки, маски, защитные очки, спецодежда, спецобувь, респираторы, диэлектрические коврики и маты, спасательные пояса.

Физические перегрузки

Характер выполнения работ связан с перемещением грузов вручную, значительной физической активностью. Подъем слишком тяжелого груза может привести к травмам опорно-двигательного аппарата, образованию грыж. Переутомление вследствие слишком высокой физической активности ведет к ослаблению и истощению организма, падению внимания, координации. Нормы по перемещению грузов регламентируются правилами по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов и составляют: При чередовании с другой работой (до 2 раз в час) нормы по поднимаемой массе - мужчинами - до 30 кг; женщинами - до 10 кг. Постоянно в течение рабочей смены - мужчинами - до 15 кг; женщинами - до 7 кг. Допустимые нормы разового подъема (без перемещения) тяжестей: мужчинами - не более 50 кг; женщинами - не более 15 кг. Что касается физиологического напряжения, то эти нормы устанавливаются методическими рекомендациями Физиологические нормы напряжения организма при физическом труде [25].

4.1.2 Анализ опасных производственных факторов, которые могут возникнуть в процессе строительства трубопровода

Движущиеся машины и механизмы

В процессе строительно-монтажных работ наиболее вероятным несчастным случаем является травмированные работников движущимися частями и механизмами техники, падения на человека грузов. Наибольшую опасность несет эксплуатация тяжелой грузоподъемной техники. Падение грузов на человека, попадание конечностей в движущиеся части грозит серьёзной травмой вплоть до летального исхода.

Согласно СНиП 12-03-2001 [19] на строительные работы с использованием грузоподъемной техники должен оформляться наряд допуск.

При проведении строительно-монтажных работ, независимо от наличия вредных и опасных факторов, необходимо всегда использовать средства индивидуальной защиты, такие как: защитная каска, защитные очки, защитный костюм (роба), специальная обувь, защитные перчатки.

Для дополнительной защиты от данного опасного фактора необходимо использовать сигнальные жилеты.

При использовании спецодежды необходимо следить за тем, чтобы одежда не имела свободно двигающихся частей, которые могли бы зацепиться за движущиеся механизмы.

Повышенная загазованность рабочей зоны

В связи с тем, что прокладка трубопровода осуществляется на территории между опасными производственными объектами, в технологии которых задействован попутный нефтяной газ, существует риск выделения в рабочую зону взрывопожароопасных газов. Наиболее вероятным является выделение газообразных углеводородов. Вдыхание углеводородов в концентрации выше ПДК может привести к отравлению человека, сопровождающегося такими симптомами как кашель, удушье тошнота, рвота головокружение. ПДК веществ в воздухе рабочей зоны регламентируется ГН

2.2.5.1313-03 [22, 23]. ПДК для природного газа составляет 300 мг/м^3 . В канавах и траншеях возможно вытеснение кислорода более тяжелыми газами. Минимальное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны составляет 20 %, и в случае падения концентрации ниже этого значения все работы необходимо прекратить.

Углеводороды способны образовывать взрывоопасную смесь с кислородам воздуха. Нижняя концентрация газа в газовойздушной смеси, при которой может произойти взрыв, называется нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Для метана НКПР составляет 29 г/м^3 [23]. Допускаются работы с использованием шланговых противогазов при концентрации углеводородов в воздухе рабочей зоны выше ПДК. Однако при достижении концентрации газа значения в 20 % от НКПР все работы необходимо остановить в срочном порядке. Взрыв газа возможен в определенном интервале его концентрации в воздухе. Верхняя граница данной концентрации носит название верхнего предела распространения пламени и составляет для метана 113 г/м^3 .

Дополнительно, в ходе работы в загазованной и запыленной рабочей зоне следует использовать: шланговые противогазы, портативные дыхательные устройства (самоспасатели), обувь и одежду не дающую искр, страховочная привязь (при работе внутри траншей).

Открытое пламя, электрическая дуга, металлические искры, нагрев металла до высоких температур

Монтаж стального трубопровода связан с использованием дуговой, газовой сварки, применение режущего метал инструмента. Данные виды работ являются огневыми работами и представляют большую опасность, учитывая возможность содержания в воздухе взрывопожароопасных газов. К огневым работам на опасных производственных объектах относятся электросварочные, газосварочные, паяльные и иные работы, связанные с применением открытого огня, искрообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение материалов и конструкций

[20]. Вследствие несоблюдения правил и норм охраны труда возможны такие последствия как взрыв, пожар, ожег. Высокие температуры способны причинить человеку, ожоги различной степени тяжести вплоть до смертельного исхода.

При выполнении огневых работ необходимо использовать следующие СИЗ: защитный костюм из огнестойкого материала, огнестойкие перчатки, защитный щиток сварщика.

При выполнении огневых работ также необходимо иметь в наличии первичные средства пожаротушения, такие как: огнетушители (пенные, порошковые), емкости с песком, огнестойкая кошма. Место проведения работ обеспечить аптечкой первой помощи.

Укусы ядовитых змей, насекомых

Реализация проекта предполагает работы в летнее время года. Местность прокладки водовода преимущественно болотистая. В данных условиях наиболее вероятно нападение ядовитых змей на человека и укус энцефалитного клеща. Яд змей и вирус энцефалита поражают нервную систему человека, приводя к необратимым изменениям в организме, и могут повлечь за собой летальный исход. Следует уделить особое внимание мерам по предотвращению укусов ядовитых змей и насекомых. Кроме того, в летнее время ожидается наличие большого числа гнуса.

Для защиты от змей и насекомых необходимо использовать следующие средства: высокие резиновые сапоги (от укуса змей), репелленты (от клещей и комаров), специальный энцефалитный костюм [24].

Необходимо иметь аптечку первой помощи и транспорт для эвакуации пострадавших.

4.1.3. Мероприятия по предупреждению возникновения чрезвычайных ситуаций в условиях действия опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы

При работе тяжелой техники, выполнении погрузочно-разгрузочных, во избежание опасных ситуаций работ необходимо выполнять следующие мероприятия:

- Обозначить площадку под складирование трубы, наличие прокладок и подкладок под трубу;
- В зоне перемещение грузов все проемы должны быть закрыты или ограждены и вывешены предупредительные знаки;
- Зацепку груза производить в соответствии со схемами правильной страховки грузов, которые вывешиваются на видном месте;
- Подъем груза производить плавно без раскачиваний. При перемещении, груз необходимо поднять на высоту не менее 0,5 м выше встречающихся на пути предметов;
- При движении техники контролировать нахождение людей на пути ее движения, особое внимание уделять при движении задним ходом.

Повышенная загазованность рабочей зоны

При работах связанных с повышенным содержанием газа в воздухе рабочей зоны, а также возможностью выделения газа в рабочую зону, необходимо оформлять наряд допуск на производства каждого вида газоопасных работ.

Должны быть приняты меры по уменьшению степени опасности газоопасной работы снятием избыточного давления с оборудования, работающего под давлением, удалением опасных веществ, исключением их поступления из смежных технологических систем, исключением возможных источников искрообразования. Место проведения газоопасной работы в пределах площади, где возможно поступление паров и газов опасных веществ, должно быть обозначено (ограждено), должны быть установлены предупреждающие знаки "Газ" или "Газоопасные работы".

Необходимо выполнять анализ воздушной среды с помощью газоанализатора на содержание углеводородов не выше ПДК=300 мг./м³, что соответствует 1% НКПР взрывоопасных веществ и не менее 20% кислорода.

Газоопасные работы следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Работа должна проводиться в присутствии ответственного ИТР.

Открытое пламя, электрическая дуга, металлические искры, нагрев металла до высоких температур

Огневые работы, как и газоопасные, должны выполняться с оформлением наряда-допуска на данный вид работ. Для снижения воздействия данного фактора, необходимо выполнить следующие мероприятия:

При выполнении огневых работ в помещении следует предусмотреть меры защиты от разлета и попадания искр в проемы межэтажных перекрытий, а также лотков и приемков, в которых могут накапливаться остатки горючих жидкостей, паров и газов.

Место выполнения огневых работ должно быть обеспечено огнетушителем и другими первичными средствами пожаротушения, указанными в наряде-допуске на выполнение огневых работ.

Перед началом выполнения огневых работ и при перерывах в работе, должен быть отобран анализ воздушной среды на содержание опасных веществ (углеводородов) [19,20,21].

Проведение огневых работ должно осуществляться в присутствии лица, ответственного за проведение работ.

Укусы ядовитых змей, насекомых

При выполнении СМР для уменьшения фактора укуса ядовитых змей, насекомых необходимо:

- Избегать мест потенциального скопления ядовитых змей и насекомых;
- Выполнять покос травы на территории выполнения работ;
- Рабочий персонал должен быть привит от клещевого энцефалита;
- Необходимо обеспечить ближайшие пункты первой помощи вакциной от ядовитых змей для данной местности;

- На месте выполнения работ иметь резервный транспорт для обеспечения эвакуации пострадавшего.

4.2 Экологическая безопасность

При проведении работ при строительстве трубопровода, будут осуществляться следующие виды воздействия на окружающую среду:

1. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
2. Воздействие на поверхностные и подземные водные объекты;
3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров.

4.2.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

В процессе производства работ выбросы вредных и опасных веществ в атмосферу в больших количествах отсутствуют. Наиболее вредными продуктов сгорания топлива в двигателях, задействованной в работе техники. С учетом этого, основные мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду являются:

- Соблюдение правил пожарной безопасности при выполнении всех видов работ;
- Своевременное проведение технического обслуживания техники, задействованной при проведении работ;
- Глушение двигателей автомобилей и дорожно-строительной техники на время простоев.

Размещение на строительной площадке только того оборудования, которое требуется для выполнения технологических операций, предусмотренных на данном этапе работ.

4.2.2 Воздействие на поверхностные и подземные воды

При выполнении строительных работ предусмотрено проведение гидравлических испытаний прокладываемого участка водовода. Заборы воды из водных объектов не предусматривается.

Планируется заполнить водовод с помощью подтоварной воды, сбрасываемой с УПН, а затем агрегатом ЦА-320 выполнить опресовку водовода на требуемое давление. Затем жидкость, находящуюся в водоводе сбросить на БКНС-Х и закачать в нагнетательные пласты. Работы будут проходить за пределами водоохраной зоны.

В целях охраны поверхностных и подземных вод необходимо:

- Исключить размещение отвалов размываемых грунтов в границах прибрежной защитной полосы (ПЗП);
- Производство работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов разрешается только в местах, установленных проектной документацией;
- Заправку строительной техники осуществлять «с колес» автотопливозаправщиком, оборудованным средствами, предотвращающими пролив топлива на грунт;
- Для сбора хозяйственно-бытовых стоков использовать герметичные емкости;
- Складирование отходов, образовавшихся при проведении проектируемых работ, осуществлять в специально размещаемые металлические контейнеры.

4.2.3 Воздействие на земельные ресурсы и почвенный покров

Процесс производства работ по сооружению ППМГ сопровождается воздействием на территорию расположения объекта, которое заключается в следующем:

- Изменение характера землепользования;
- Уплотнение грунта на отводимой площадке;

- Изъятие и перелопачивание грунта при разработке траншеи;
- Загрязнение территории за счет осадения на почву загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при работе техники.

Для рационального использования земельных ресурсов перед началом работ следует произвести снятие почвенно-растительного слоя, и складировать его во временные отвалы в границах полосы ведения работ. После окончания строительных работ следует произвести рекультивацию земель с возвращением почвенно-растительного слоя (ПРС) [26].

В целях охраны земель необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- Работы по строительству ПП МГ проводить в границах отведенного участка;
- При строительных работах использовать только исправную технику, своевременно прошедшую технический осмотр;
- Доставку материалов следует производить по мере необходимости с помощью автотранспорта по существующим автодорогам;
- После окончания строительных работ выполнить рекультивацию нарушенных земель.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе выполнения строительно - монтажных работ возможны такие чрезвычайные ситуации как: механическое травмирование персонала движущейся техникой, грузами; отравление углеводородными газами; возникновение пожара; возникновение взрыва.

При возникновении наиболее опасной ситуации – взрыв с пожаром, необходимо организовать следующие действия [ГОСТ 12.1.004-91]:

Лицо, первым заметившее факт возникновения аварийной ситуации (угрозы возникновения аварии) окриком, по рации, громкоговорящей системе оповещения, либо с включением сирены предупреждает об

опасности людей, находящихся в районе аварии и сообщает в службы:

- Радиооператора пожарной охраны;
- Медпункт;
- Руководству.

Персонал, занятый в ликвидации аварии использовать средства индивидуальной защиты, проводит поиск пострадавших и эвакуирует их кратчайшими путями из опасной зоны, оказывает им первую помощь.

До приезда подразделения пожарной охраны персонал приступает к тушению пожара, используя следующие способы:

- Захлестывание огня по кромке пожара (ветвями, вениками);
- Засыпка кромки пожара грунтом (лопатами);
- Тушение водой.

По приезду пожарной охраны рабочий персонал встречает подразделение пожарной охраны, сопровождает к месту возгорания. Ответственный руководитель докладывает старшему должностному лицу пожарной охраны РТП сведения об обстановке.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по строительству водовода будут производиться на отдаленной местности. В связи с этим, трудовой процесс необходимо осуществлять вахтовым методом [27]. Нормы работы вахтовым методом регламентируются в трудовом кодексе Российской Федерации, статье 297. Условия проживания и быта для рабочего персонала будут предоставлены организацией АО «Томскнефть» ВНК в поселке

Рабочее время и время отдыха регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 трудового кодекса, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В указанном графике

предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате.

Касаемо компоновки рабочего места, в соответствии с ПОТ РО 14000-001-98 [28], каждое рабочее место должно размещаться на достаточной площади и должно быть оснащено в соответствии со своим функциональным назначением. Светильники общего локализованного (бокового) освещения должны располагаться на стенах или колоннах с ориентацией на рабочее место и иметь концентрированное или среднее светораспределение. Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ на рабочее место и возможность быстрой эвакуации работающих при аварийной ситуации. Пути эвакуации и проходы должны быть обозначены и иметь достаточную освещенность. При выполнении работ, связанных с воздействием на работающих опасных и (или) вредных производственных факторов, рабочее место должно быть оснащено средствами защиты и при необходимости средствами пожаротушения.

В обществе АО «Томскнефть» ВНК основным локальным нормативным документам, регламентирующим проведение работ повышенной опасности является, является стандарт № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098 [29] «Порядок организации работ повышенной опасности».

4.5 Выводы по разделу «социальная ответственность»

В разделе социальная ответственность был выполнен анализ основных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при выполнении строительно-сонтажных работ. Данный вид работ подразумевает работы, связанные с высокими рисками для персонала. На основании нормативной документации были выработаны рекомендации по предупреждению возможных опасных ситуаций. Особое внимание уделено вопросам безопасности.

Социальная ответственность является ключевым элементом на опасных производствах. Компания АО «Томскнефть» ВНК считает вопросы безопасности труда высшим приоритетом. Строительно – монтажные работы, выполненные с соблюдением всех указанных рекомендаций, выполнением требований представленных документов, обеспечат качественную и, самое главное, безопасную реализацию проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы было представлено описание современной системы по сбору и подготовки нефти. Подробно показан технологический процесс и основные элементы системы по поддержанию пластового давления, наглядно отобрано устройство блочной кустовой насосной станции, даны характеристики наиболее значимого для ППД оборудования.

Кроме того, в данной работе выработано и обосновано техническое решение проблемы распределения потоков сбрасываемой подтоварной воды между УПН, БКНС – Х и БКНС – У. В настоящий момент данное техническое решение находится на стадии согласования и готовится к реализации в Обществе.

В рамках предложенной идеи были решены задачи, поставленные в начале работы, а именно:

- Выполнен анализ нынешнего режима работы рассматриваемой системы, объемы сброса и закачки воды. Показано, что текущий режим не является оптимальным, так как необходимо эксплуатировать на БКНС-Х водозаборные скважины, осуществляя забор воды в объеме ... м³/сут., и поглощающие скважины, утилизируя жидкость в объеме ... м³/сут.

- Предложен оптимальный режим работы системы, при котором будет отсутствовать необходимость в эксплуатации водозаборных и поглощающих скважин. При данном режиме необходимо обеспечить сброс жидкости с УПН на БКНС-Х в объеме ... м³/сут., и на БКНС-У в объеме ... м³/сут.

- Выполнен гидравлический расчет водовода. По результатам расчета был определен диаметр проектируемого водовода 219 мм. Толщина стенки 6 мм, протяженность 3510 м, минимальный напор на входе в водовод составляет 90 метров.

- Выполнен экономический расчет.

Конечные результаты проекта наглядно демонстрируют его технологическую и экономическую целесообразность. Его реализация

позволит получить за 5 лет чистый дисконтированный доход в размере 70 млн. руб., с минимальными рисками. Проект окупиться за один год. Кроме того, реализация проекта позволит добиться следующих результатов:

Результаты данной работы наглядно демонстрируют его экономическую и технологическую целесообразность. Проект реконструкции водовода является примером важности анализа и оптимизации технологического процесса в нефтяной отрасли.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1) Коротченко Р.К. Моделирование температурного поля погружного электродвигателя в условиях изменяющейся частоты подводимого тока и наличия загрязняющего слоя. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С. 689 – 691.

2) Коротченко Р.К. Анализ деятельности «сланцевых» компаний (на примере репп virginia corp). Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – С. 812 – 814.

3) Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Использование погружного электроцентробежного насоса на скважине 53 Вуктыльского месторождения в условиях высокого газового фактора // сборник научных трудов по итогам III международной научно-практической конференции.- Проблемы и достижения в науке и технике.- Омск, 11 Мая 2016. – С. 81 – 86.

4) Korotchenko R.K, Maximova Yu.A. Electric submersible centrifugal pump application in the conditions of the reservoir fluids high gas content for Vuktylskoye oil field. // Academic science - problems and achievements X. 2016-Vol 2. – p. 48-55.

5) Коротченко Р.К. , Максимова Ю.А. Особенности применения установки электроцентробежного насоса в условиях высокого газового фактора// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: в 2 томах. Томск, 04-08 Апреля 2016г. - Том 1. – С. 359-361.

6) Коротченко Р.К. , Максимова Ю.А. К вопросу разработки системного факторного анализа причин отказов при эксплуатации нефтепромыслового оборудования// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых: в 2 томах. Томск, 04-08 Апреля 2017г.- Том 2. – С. 106-108.

7) Коротченко Р.К. , Максимова Ю.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: в 2 томах. Томск, 04-08 Апреля 2016г.- Том 1. – С. 361-363.

8) Коротченко Р.К. , Максимова Ю.А. Использование погружного электроцентробежного насоса на скважине 53 Вуктыльского месторождения в условиях высокого газосодержания в пластовых флюидах// Нефть и газ: Юбилейная 70-я международная научная конференция приуроченная к 3 национальному нефтегазовому форуму. Москва 18-20 апреля 2016г. – Том 1. – С. 214-215.

9) Р.К. Коротченко. Влияние нефтяной отрасли на здоровье нефтяников // Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. Томск 2015г. – С. 185 – 186.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.
- 2) Заводнение — высокопотенциальный освоенный метод увеличения нефтеотдачи пластов // Инфопедия URL: <https://infopedia.su/15xa0da.html> (дата обращения: 01.01.2019).
- 3) Каплан Л.С., Каплан А.Л. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт. - Октябрьский: 2000.
- 4) Внутриконтурное заводнение // Студенческая библиотека URL: <https://students-library.com/library/read/49623-vnutrikonturnoe-zavodnenie> (дата обращения: 01.01.2019).
- 5) А.В. Беззубов В.Н. Шаров В.И. Дубовой Машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт. - М.: Недра, 1988.
- 6) Акбердин А.М., Гумеров А.Г., Гумеров Р.С. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций. - ISBN 5-8365-0098-3 изд. - М.: Недра, 2001.
- 6) Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000.
- 7) Технологический регламент "Блочная кустовая насосная станция, БКНС №У Первомайское м.р" № ... версия 1.04.
- 8) Технологический регламент "Блочная кустовая насосная станция, БКНС №Х Катыльгинское м.р" № ... версия 1.03.
- 9) Чухарева Н.В. Расчет простых и сложных промысловых трубопроводов. - Томск: Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2010.
- 10) Н.С. Галдин, И.А. Семенова Методические указания для курсового проектирования по дисциплине «Основы гидромеханики». Омск : Омск СибАДИ, 2012.
- 11) СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы. Утв. приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству от 25 декабря 2012 г.
- 12) ГОСТ 32678-2014. Межгосударственный стандарт. Трубы стальные бесшовные и сварные холоднодеформированные общего назначения. Дата введения 2016-01-01.
- 13) Стандарт компании ПАО «НК» «Роснефть». Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ОАО «НК «Роснефть» и его Дочерних обществ. № П1-01.05 С-0038 версия 1.00.
- 14) В.В.Коссов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов . - М.: 2000.
- 15) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12000374_SSBT_Opasnye_i_v.html (дата обращения: 20.04.19).
- 16) МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/1200047514> html (дата обращения: 21.04.19).

- 17) СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/420362948> (дата обращения: 22.04.19).
- 18) СНИП 4557-88. Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: http://snipov.net/c_4655_snip_110805.html (дата обращения: 20.04.19).
- 19) СНИП 12-03-2001. Строительные нормы и правила СНИП 12-03-2001 "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования". [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <https://base.garant.ru/12123914/53f89421bbdaf741eb2d1ecc4ddb4c33> (дата обращения: 18.04.19).
- 20) ПОТ-Р-М-020-2001. Межотраслевые правила по охране труда при электро- и газосварочных работах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/1200029443> (дата обращения: 18.04.19).
- 21) ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения: 20.04.19).
- 22) ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/901862250> (дата обращения: 19.04.19).
- 23) ВСН 64-86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://gostrf.com/normadata/1/4293823/4293823508.htm> (дата обращения: 25.04.19).
- 24) ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <http://docs.cntd.ru/document/5200275> (дата обращения: 28.04.19).
- 25) МР 2189-80. Физиологические нормы напряжения организма при физическом труде. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293750/4293750683.htm> (дата обращения: 20.04.19).
- 26) СНИП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: <https://files.stroyinf.ru/Data1/2/2019> (дата обращения: 18.04.19).
- 27) ТК РФ. Трудовой кодекс российской федерации. . [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683. (дата обращения: 16.04.19).
- 28) ПОТ РО 14000-001-98. Правила по охране труда на предприятиях и в организациях машиностроения. [Электронный ресурс]. – режим доступа к странице: http://www.snip-info.ru/Pot_r_o_14000-001-98.htm (дата обращения: 05.04.19).
- 29) № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098. Версия 4.04. Порядок организации работ повышенной опасности.
- 30) E. Tzimas,. "Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System" (PDF). European Commission Joint Research Center. Retrieved 2012-11-01.
- 31) F. David Martin, Robert M. Colpitts P.G., Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Volume 2, 1996.

- 32) Dang TQC, Nghiem LX, Chen Z, Nguyen QP (2013a) Modeling low salinity waterflooding: ion exchange, geochemistry and wettability alteration. Paper SPE 166447 presented at the 2013 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 30 September–2 October.
- 33) Shepherd, M., 2009, Factors influencing recovery from oil and gas fields. Oil field production geology: AAPG Memoir 91, p. 37 -46.
- 34) Clark, N. J., 1969, Elements of petroleum reservoirs: Dallas, TX, Society of Petroleum Engineers, AIME, p. 66–84.
- 35) Bedrikovetsky P., Rowan G. (ed.) Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery: With Applications to ex-USSR Oil and Gas Fields.
- 36) Walsh, Mark; Larry W. Lake (2003). A generalized approach to primary hydrocarbon recovery. Elsevier.
- 37) Buckley, S. E. and Leverett, M. C.: “Mechanism of fluid displacement in sands”.
- 38) Baibakov N.K., Garushev A.R., Cieslewicz W.J. Thermal Methods of Petroleum Production. – Elsevier, 2011.
- 39) Riley B. Needham, Peter H. Doe, Polymer flooding review, Journal of Petroleum Technology, December 1987.

Приложение А

Oil recovery study

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Коротченко Роман Константинович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Надежда Юрьевна	К.п.н.		

Introduction

Not enough attention is paid to the theoretical foundations of the reservoir pressure maintenance system in the main part of the work. In this regard, in this section the theory of the reservoir operation will be considered in more detail. The reservoir pressure maintenance system is aimed at increasing the oil recovery factor. Oil recovery factor is the main indicator of the field development efficiency and depends on many factors. These factors need to be considered when developing a reservoir pressure maintenance system.

As it is known, more oil is left behind in the oil fields than will be recovered from them by the end of their field life. Numerous factors influence recovery from an oil field including the geological complexity, fluid physics, and economics. Certain operations can be carried out to enhance oil recovery by changing the physical and chemical nature of the formation fluids. The factors influencing gas recovery are also discussed in this chapter. The gas field recoveries are significantly higher than is the case with the oil fields.

Recovery factors

Oil companies will want to maximize the value of a field by getting as much of the hydrocarbons out of it as possible. However, it is not feasible to recover all of the hydrocarbons from a reservoir. Only a certain percentage of the total hydrocarbons will be recovered from a field, and this is known as the *recovery factor*.

Recovery factors are higher in the gas fields than they are in the oil fields. The typical recovery factors for gas are about 50-80% [30]. There is more scope to improve oil recovery. Global recovery factors for oil are thought to be in the range of 30-35% [1]. If, for example, you can recover 35% of the oil from an oil field, why can you not produce the other 65%? The answer to this is not simple. The magnitude of the recovery factor for an oil field depends on a complex interplay of

the geological, physical, and economic elements.

A starting point is to look at the various categories of oil volumes within a typical oil field.

Residual oil saturation is the component of the oil that remains trapped within the pores after oil-bearing sandstone has been swept by water. Somewhere between about 15 and 35% of the total oil in sandstones can end up as residual oil [2].

The second category comprises *ultimate recoverable oil*; this is the reservoir engineer's best estimate of what the field will produce by the predicted end of the field life. This figure can be split into the volume of oil that has been produced so far (the *cumulative production of hydrocarbons to date*), and the estimate of what is left to produce (the reserves).

The last category is unrecovered mobile oil (UMO), oil that is movable by primary recovery or water injection, but which will be left behind at the end of field life under current reckoning. If an oil company wants to improve the recovery factor in a field, then this category is where the oil will normally come from.

The unrecovered mobile oil can be subdivided into three subcategories. Target oil is oil that has a large enough volume to justify the cost of a well to recover it. *Marginal oil* is the category of trapped oil found in volumes just below the economic threshold to justify an infill well. These volumes will become target oil if the oil price increases or if less expensive ways can be found to access them. The third subcategory is *uneconomic oil*, small volumes of bypassed oil or low oil saturations that cannot be produced economically [31].

Geological factors

A key variable controlling the amount of oil recovered from a field is the degree of *geological heterogeneity*. Oil will tend to be stranded within dead ends and low-permeability rock intervals as a consequence of this heterogeneity. An example of a depositional dead end is a back-barrier sandstone thinning and

pinching out updip within a lagoonal shale. The patterns of depositional dead ends like this commonly repeat in different fields with similar depositional environments.

The studies indicate that the type of depositional environment has a major influence on the recovery factor in a reservoir. The less complex and more continuous depositional environments such as barrier-island and wave-dominated deltas commonly show recovery factors of more than 50%. By contrast, the more complex environments, such as fluvial-dominated deltas, show recovery factors of between 20 and 40%. Carbonates tend to show lower recovery factors than siliclastic reservoir sediments. An extra degree of complexity will result if the reservoir rock has significant volumes of diagenetic cement, particularly pore-filling cement. *Diagenesis*, processes that modify sediments after deposition, can create barriers and baffles within a reservoir in addition to those resulting from primary depositional heterogeneity. Moderate volumes of cement may not cause too many problems with recovery from the reservoirs in thick, continuous sandstone intervals. However, in the depositional systems where the flow pathways in the reservoir are tortuous and through restricted sand-on-sand apertures, porefilling cement can destroy large-scale connectivity [32]. The result may be a reservoir with the numerous, small, disconnected compartments.

A structural complexity influences the recovery factor from the oil fields. Heavily faulted reservoirs will contain numerous structural dead ends, especially if the faults are sealing. If there is a low density of widely spaced sealing faults, the drainage volumes may still end up large enough to remain as oil targets. With an increasing density of faults at a closer spacing, there will be a greater number of marginal and uneconomic volumes, with target oil.

Where faults are nonsealing and conductive to flow across them, they can increase reservoir connectivity in certain situations. Small nonsealing faults, cutting thicklayered, high net-to-gross reservoir intervals, can create vertical connectivity. However, faults will tend to disconnect reservoirs comprising thin, low net-to-gross channelized systems. A network of open fractures can also create

widespread connectivity in highly heterogeneous reservoirs such as the more complex carbonate systems. One type of structural dead end is an *attic oil* accumulation. This is where oil is trapped by a structural culmination above the highest producing interval in a well [33].

Physical factors

Oil Recovery from Primary Depletion

When hydrocarbons are produced from a reservoir, the fluid pressure decreases. As the reservoir pressure is the force pushing the hydrocarbons up to the surface, production rates will start to fall off at the wellheads. Nevertheless, there are mechanisms of natural energy inherent within the reservoir itself, which help to reduce the rate of pressure decline in the wells. The magnitude of this reservoir energy can have a significant influence on primary recovery factors.

A major source of energy is supplied by a large water aquifer in a direct contact with an oil zone. This is known as *water drive* (*figure 1*).

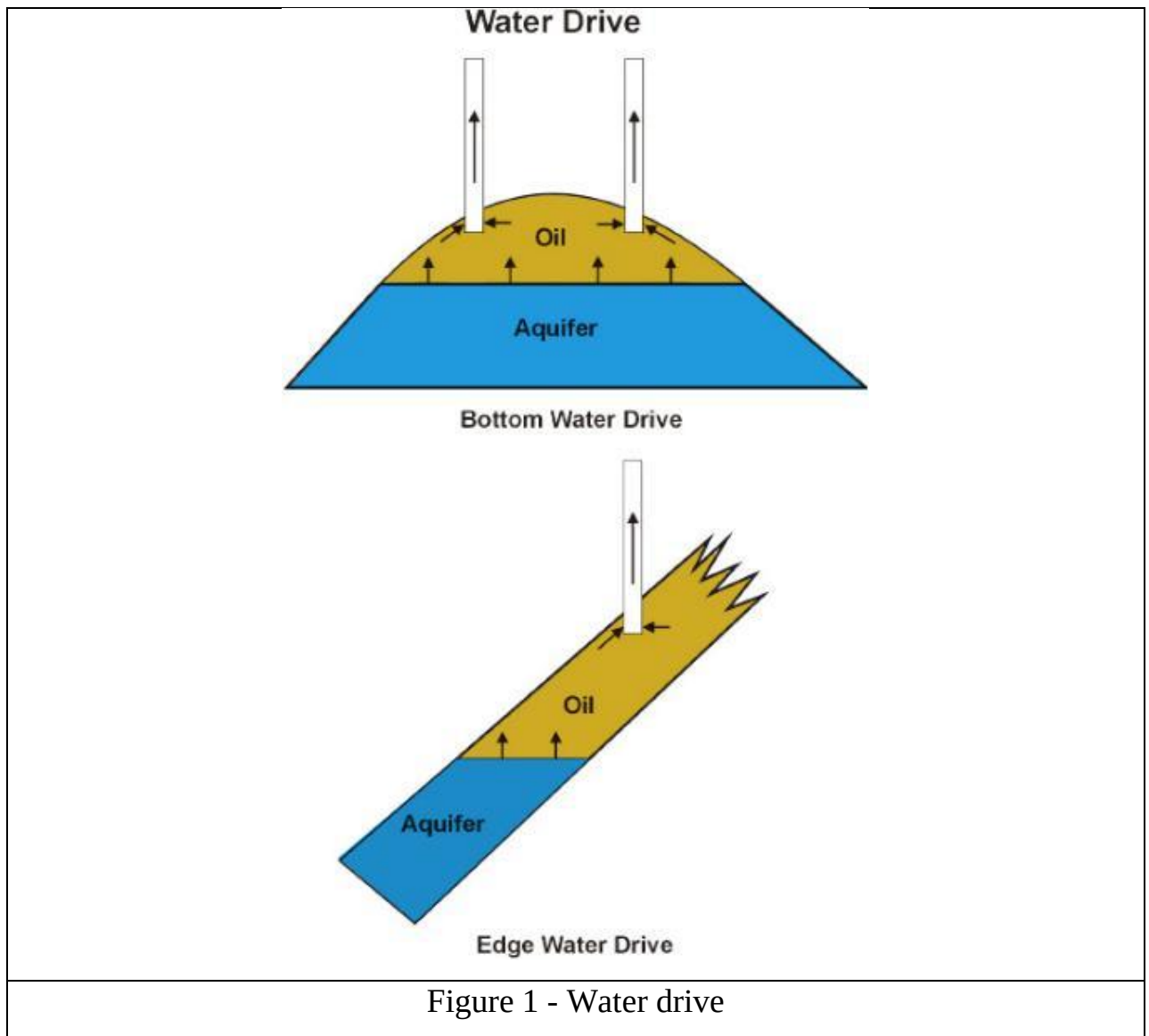


Figure 1 - Water drive

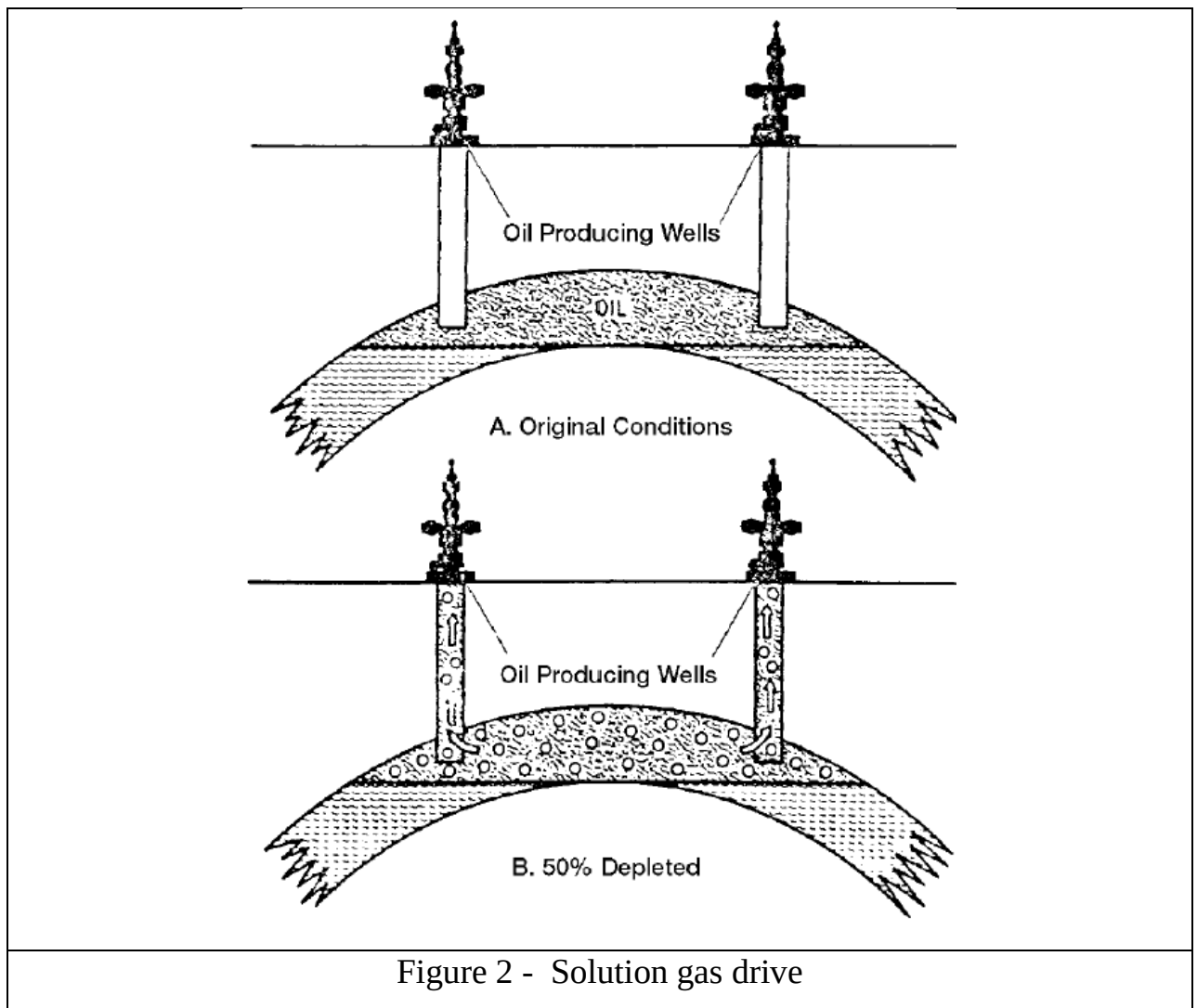
As the oil is produced and the pressure drops, the low-pressure area resulting from production spreads outward into the aquifer. Water has a small compressibility, and the aquifer water will expand as the pressure decreases, flowing into the pore space previously occupied by the oil. Because water compressibility is small, a large aquifer is required for the increase in the volume of the water to be big enough to significantly compress and displace the oil toward the production wells. The volume of aquifer should be at least 10 times the volume of the oil in the oil leg. If the water is part of an artesian system with free flowing water, this can also provide a significant source of energy. The primary recovery of oil from water drive reservoirs can be high (35-75%) [34].

Water drive is a characteristic of the reservoirs with laterally extensive

reservoir continuity. The study of the fields found that barrier-island, shoreline, and wave- dominated delta sand bodies, which extend over the large areas, show strong water drives with high oil recoveries.

Another source of the energy in the oil reservoirs is provided by gas. Gas will expand as the pressure decreases during depletion.

Solution gas drive (figure 2) is a characteristic of laterally restricted reservoirs, which do not have a gas cap and are not extensive enough to have a significant aquifer. As the pressure drops with production, the oil will have a small compressibility and will expand by a limited amount. Gas in solution in the oil is liberated once the pressure decreases below the *bubble point*. When this happens, gas bubbles emerge as a separate phase from the oil. Gas has high compressibility and will expand on decreasing pressure. This results in the compression and displacement of the oil toward the production wells. Once a critical saturation has built up, the gas starts to move toward the pressure sink in the reservoir, driving some of the oil along with the gas [30].



Solution gas drive is a weaker source of energy than water drive. The reservoir pressure declines rapidly and continuously.

Where a gas cap exists above the oil leg, *gas cap drive* provides a source of the natural reservoir energy. The expansion of the gas displaces the oil downward toward the producing wells. The efficiency with which this occurs depends on the vertical permeability of the reservoir rock. Where the vertical permeability is high, significant recoveries can result. The producing wells will be perforated at some distance below the gas-oil contact to avoid the gas breaking through too early. If this happens, the wells can "gas out" that is, they will produce only gas and none of the remaining oil. Pressures are maintained more efficiently with a gas cap drive than in a solution gas drive reservoir. Primary recoveries are in the order of 20-40% [34]. A weak source of energy results from *compaction drive*. Reduction in

pore pressure with the production results in an increase in the *effective stress* as the weight of the rock lying above the reservoir is incrementally transferred to the grain framework of the reservoir. Although this happens to some extent in most producing fields, the effects are more pronounced in relatively unconsolidated reservoir rock. The pores compact in response to the increased effective stress, compressing the contained fluids and giving some support to the reservoir pressure. The example of compaction drive is the San Diego Norte Pilot Project from the Orinoco Heavy Oil belt of Venezuela. The reservoir sandstones are friable with high porosity and permeability. The analysis of the *rock compressibility* indicates that the oil recovery resulting from compaction could be 8%. Additional 4% is expected to come from solution gas drive, leading to a total recovery factor from primary production of 12%.

Gravity drive results from the segregation of oil and gas in a reservoir because of their density differences. It is particularly effective in thick, high-permeability reservoirs or thin reservoirs with steep dips [35].

Many reservoirs show significant primary production resulting from more than one of these processes and this is referred to as a *combination drive*.

Oil recovery from the waterflooded reservoirs

The waterfloods increase the recovery from oil fields. Reservoir engineers often refer to the *volumetric sweep efficiency* of a waterflooded reservoir. This is the fraction of the total pore volume in a given part of the reservoir that has been contacted by the injected fluid [36]. Common terms used are *areal sweep* and *vertical sweep*. Areal sweep is the fraction of the areal extent of the reservoir that has been contacted by the injected fluid. Similarly, vertical sweep is the fractional part of a reservoir cross section that has been contacted by injected fluid.

The waterflood implementation in water-wet reservoirs is largely controlled by the permeability layering at the bed and laminae scale. Water will edge ahead quickly through high-permeability intervals and more slowly through lower

permeability rocks. There will then be some readjustment as capillary forces pull water into the smaller pores of the lower permeability intervals; in turn, oil is displaced into the higher permeability rock. The absorption of the wetting phase into a porous rock is called *imbibition*. Once the displaced oil finds a high-permeability pathway through a continuous stream of oil, there is an increased probability of the oil being produced. If the hydrocarbons are produced too quickly, the displacing water volume will advance too fast for efficient recovery by this mechanism. Consequently, many isolated volumes of oil will be left behind in low-permeability rock after the production wells have watered out [37]. Thus, in the waterflood reservoirs, the ultimate recovery is sensitive to the offtake rate. In reservoirs with significant vertical permeability variations or fractures, very high initial production rates can lead to rapid water breakthrough, poor sweep efficiency, and lower than expected recoveries. A practical reservoir management involves finding a balance between economic production rates and maximizing the recovery.

Cross-bedded sandstones are not efficiently swept because the low-permeability bottom - sets can act to impede flow. In cross - bedded sandstones, alternating finer and coarser grained low-permeability laminae can result in significant quantities of capillary-trapped oil. The low-permeability, finer grained laminae rapidly imbibe water and physically trap oil in the coarser grained laminae. The oil is effectively immobilized in the coarser grained laminae as the interfacial tension between the water in the finer grained laminae and the oil prevents the oil from moving through the pores. Oil is produced more readily parallel to the cross-bedding than across it because of this effect.

The effect of viscosity

Oil viscosity has an impact on the recovery factor. Water will readily displace low-viscosity oil to form a *stable flood front*. The oil is pushed ahead of an extensive cushion of water.

Where the oil is heavier and more viscous, the water will tend to finger through the oil column in an irregular manner, breaking through to the production wells rapidly. Large volumes of water will need to be circulated through the reservoir in order to obtain economic oil recovery. This may not be practical offshore given the high production rates required to keep the infrastructure profitable. Onshore, it is more efficient to use methods such as steam flooding or in-situ combustion to recover viscous, heavy oils. At the mature phase field life, methods of *enhanced oil recovery* (FOR) may be instigated. This is also called *tertiary recovery*. FOR projects are designed to change the fundamental physics or chemistry of the reservoir conditions in order to improve the recovery. The method used will depend on the fluid type and the reservoir.

The most common EOR operation uses *thermal methods* [38], involving steam, heat, or combustion to improve oil recovery. These account for 70% of the world's production by EOR techniques. Thermal methods are used for recovering heavy (and viscous) oils with gravities between 10 and 25° API units. The operation is used in areas with heavy oil such as Venezuela, Canada, the United States, Russia, China, and Indonesia.

Steam can be continuously injected as a flood called a *steam drive*. An alternative method is *steam soaking*, also known as *huff and puff*. This involves a cyclic operation whereby steam is injected into a production well, allowed to soak for a few days to distribute the heat, and is then followed by a period of oil production from the well. Production is increased by several mechanisms. The steam heats the oil and reduces the viscosity allowing it to flow more easily. In addition, the oil expands by swelling, and changes in the surface tension also improve the flow [38].

In-situ combustion of the oil in the reservoir has also been used, a technique sometimes known as *fire flooding* (*figure 3*) [33]. The oil is ignited in the subsurface with the fire fed by a continuous supply of air via an injector well. The resultant combustion front moves away from the air injection well toward the production wells. The heat of the fire reduces the oil viscosity and vaporizes the

water within the reservoir to steam.

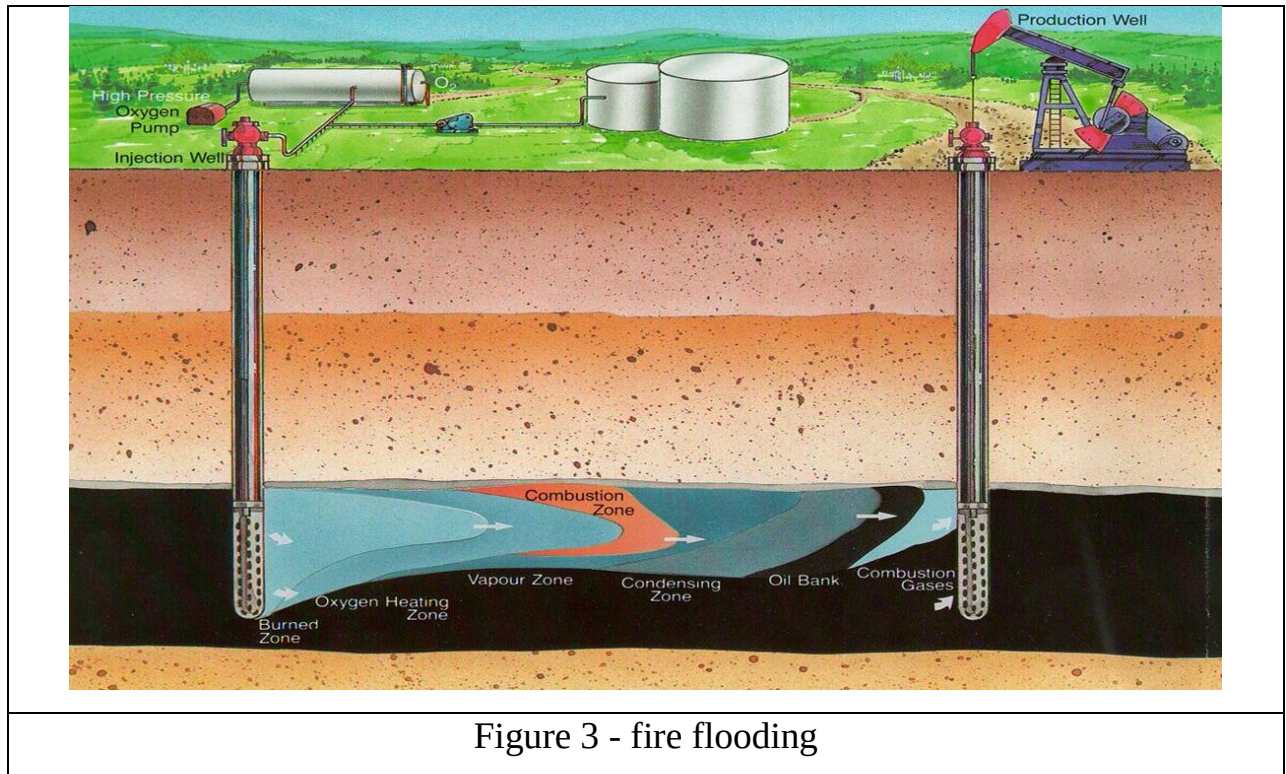


Figure 3 - fire flooding

For lighter oil, *miscible drive* operations are used for incremental oil recovery. The idea is to inject a fluid such as methane, liquid petroleum gas, CO_2 , or nitrogen that is miscible with the oil phase and thus reduce or eliminate the interfacial tension between the injected fluid and the oil. The oil mixes with the injected miscible fluid and flows readily to the producers.

Polymer flooding is an operation whereby suitable chemicals are added to injection water to increase the viscosity of the waterflood. The use of polymers is intended to create a more stable flood front and thus improve recovery in the fields containing moderately viscous oil [39].

Much effort was put into investigating the use of surfactants as an EOR method in the 1980s. The surfactants were added to injection water to reduce the water-oil interfacial tension. Surfactants can be expensive to use in quantity. More recent methods involve combining surfactant with alkali and polymer chemicals. The alkali chemicals react with acids in the oil to form surfactants within the reservoir. The polymer helps to move the mixture along with the water flood.

Bacteria have also been used to produce incremental oil recovery. Bacterial activity in the reservoir can release gases, polymers, acids, surfactants, and other compounds that may mobilize oil.