

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей, и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата)
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Балюнов Антон Валерьевич

Тема работы:

Анализ эффективного применения системы «Тайфун» в промышленных вертикальных резервуарах на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	05.06.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Западно-Полуденному месторождению тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ АО «ТомскНИПИнефть» ВНК, фондовая и периодическая литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении. 2. Геологическое строение месторождения 3. Текущее состояние разработки 4. Оценка технологической эффективности применения МУН 5. Обзор методов увеличения нефтеотдачи 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Заключение
---	---

Перечень графического материала	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Общие сведения о Западно-Полуденном месторождении»	Хомяков Иван Сергеевич
«Анализ УПН Малореченского, применение системы «Тайфун»	Хомяков Иван Сергеевич
«Расчетно-аналитическая часть»	Хомяков Иван Сергеевич
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Рыжакина Т.Г.
«Социальная ответственность»	Ассистент, Сечин А.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020г.
---	--------------

Задание выдал руководитель.

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к. х. н.		29.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Балюнов Антон Валерьевич		29.02.2020г.

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 (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020г.	«Общие сведения о Заподно-Полуденном месторождении»	20
03.04.2020г.	«Анализ УПН Малореченского, применение системы «Тайфун»»	30
24.04.2020г.	«Расчетно-аналитическая часть»	30
15.05.2020г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020г.	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к. х. н.		29.02.2020г.

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020г.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 83 страницы, 11 рисунков, 18 таблиц, 5 графиков, 21 источник.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, ОБВОДНЕННОСТЬ, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ, УПН, УПСВ, НПС.

Объектом исследования является нефтяное месторождение.

Цель работы – внедрение системы для размыва донных отложений «Тайфун» нефтяном месторождении и их анализ, поиск наиболее эффективных и оптимальных решений по увеличению экономии.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках Западно-Полуденного месторождения, дан анализ текущего состояния месторождения, внедрение системы для размыва донных отложений «Тайфун». Проведен анализ основных методов увеличения экономии и сделан общий вывод по ним. В работе так же уделено внимание изучению вредных факторов влияющих на организм человека и окружающую среду.

Для выполнения аттестационной работы применялся текстовый редактор Word 2010. Таблицы и графики созданы в Excel, рисунки – в Paint; презентация – в Power Point 2010 (средства Microsoft).

Определения, обозначения и сокращения.

Были использованы термины и определения:

1. Месторождение – это совокупность залежей, принадлежащих некоторой тектонической структуре; залежи дислоцируются в рамках конкретной площади.

2. Нефть – смесь природного происхождения, в составе которой преобладают углеводороды (метан, нафтен, ароматические углеводороды).

5. Растворенный газ – смесь природного происхождения, в составе которой преобладают углеводородные и прочие соединения и элементы, находящиеся в пластах в форме газа, раствора в нефти или жидкости.

3. Нефтенасыщенность – объем нефти в рамках одного пласта-коллектора.

4. Геологические запасы – запасы недровых залежей или месторождений.

5. Пласт – разновидность залегания однородной осадочной горной породы (в общем случае в рамках пары и более параллельных поверхностей).

УПН - Установка подготовки нефти.

УПСВ - Установка предварительного сброса воды.

НПС - Нефтеперекачивающая станция.

Оглавление

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	11
1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАБОТ ОШИБКА! ЗАКЛАДКА НЕ ОПРЕДЕЛЕНА.	
1.2 ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	13
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
2.1 СТРАТИГРАФИЯ	16
2.1.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ	17
2.2. Тектоника	18
2.3 Нефтеносность.....	20
2.2. Запасы нефти и растворенного газа	33
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ «ТАЙФУН» В ПРОМЫСЛОВЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ НА ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	36
3.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	36
3.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС КОМПЛЕКСА	49
3.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НПС	55
3.4 ВНЕДРЕНИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ "ТАЙФУН"	60.
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
4.1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	68
4.2.1 АНАЛИЗ ВЫЯВЛЕННЫХ ВРЕДНЫХ И ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ	69
4.2.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ	72
4.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	77
4.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	78
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	91

Введение.

На протяжении XX века и в XXI веке нефть является одним из важнейших полезных ископаемых, а Российская федерация одной из самых крупных промышленно развитых стран мира. Россия не только обеспечена нефтью и другими полезными ископаемыми, но занимает одно из лидирующих мест в экспорте топлива. Нефть представляет собой смесь около тысячи индивидуальных веществ, из которых большая часть — жидкие углеводороды (> 500 веществ или обычно 80—90 % по массе) и гетероатомные органические соединения (4—5 %), преимущественно сернистые (около 250 веществ), азотистые (> 30 веществ) и кислородные (около 85 веществ), а также металлоорганические соединения (в основном ванадиевые и никелевые); остальные компоненты — растворённые углеводородные газы (C₁-C₄, от десятых долей до 4 %), вода (от следов до 10 %), минеральные соли (главным образом хлориды, 0,1—4000 мг/л и более), растворы солей органических кислот и др., механические примеси. Как мы видим, по своему составу нефть- сложное химическое соединение , для наиболее эффективного его использования, нефть подвергается различным обработкам. Все стадии переработки важные и сложные процессы, от качества выполненных процессов зависит эффективность переработки. В век технологий и технического прогресса требования по подготовке и переработке нефти и нефтепродуктов высоки. Что бы соответствовать требованиям и стандартам необходимо следить за качеством продукции на всех этапах переработки, а также оперативно производить контроль за техническим процессом. Для соблюдения всех вышеперечисленных условий необходимо следить за техническим прогрессом и новыми технологиями.

1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.

1.1. Характеристика района работ.

Западно-Полуденное месторождение открыто в 1984 году. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области.

Месторождение расположено в 40 км к югу от г. Нижневартовска и 55 км к западу от г. Стрежевого (Рисунок 1.1).

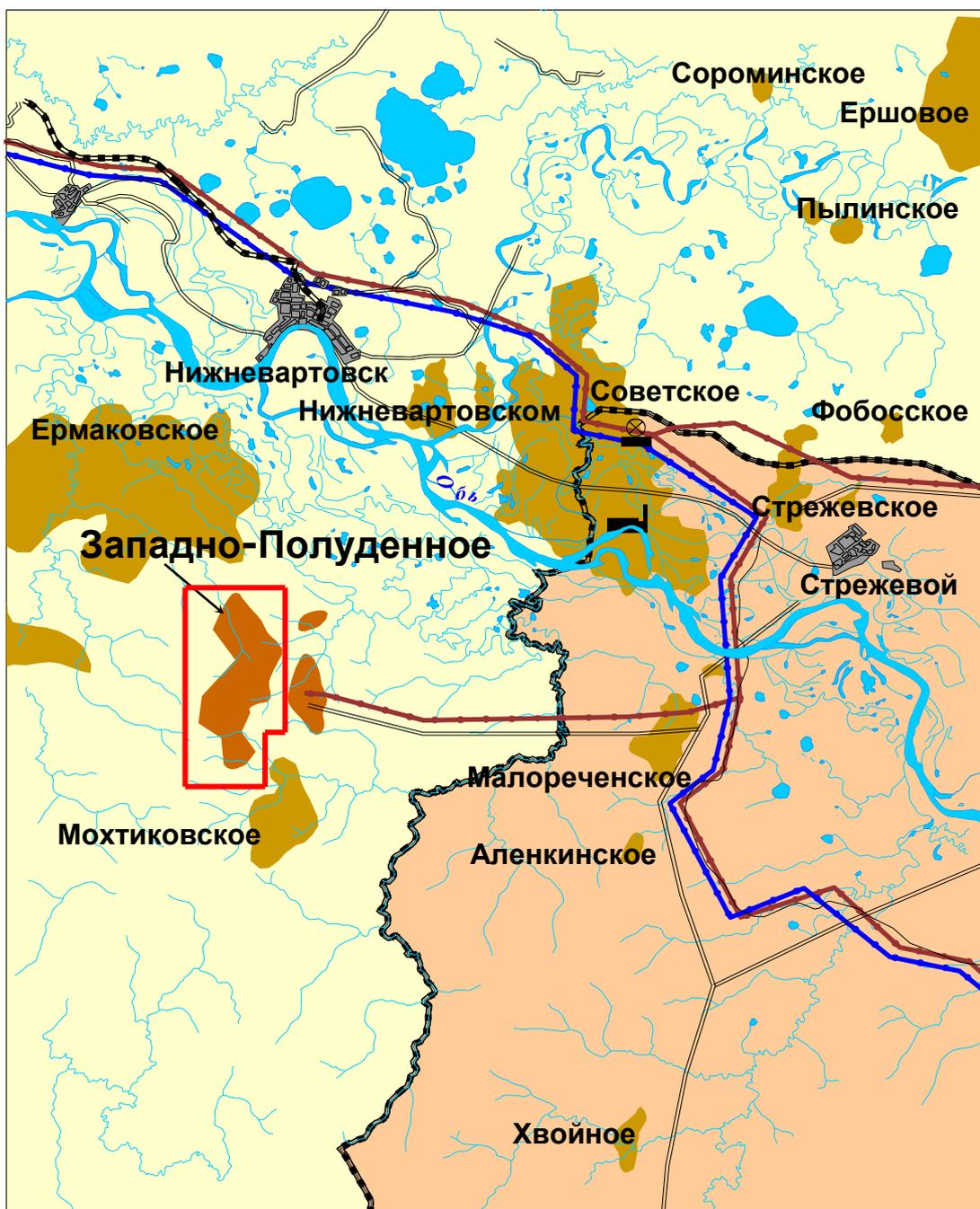


Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

Площадь представляет собой слабо пересеченную речками Большой Юган и Акимкина равнину, покрытую лесом.

Месторождение расположено в 10–12 км от притока реки Оби – Большой Пасол (река судоходная на период паводка). Здесь находится населенный пункт Зайцева Речка.

Материально – техническое снабжение, требующееся для освоения месторождения, осуществляется по автодороге «Малореченский

нефтепромысел – Западно-Полуденное месторождение» протяженностью 45–50 км. В паводковый период возможен завоз грузов и по протоке Большой Пасол.

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от подстанции ПС – 110/35/10 «Александровское» через Малоречинский промысел.

На месторождении однотрубная система сбора нефти, по которой далее продукция транспортируется на Малореченское месторождение, где происходит промысловую подготовку.

Водоснабжение для хозяйственных нужд осуществляется из артезианских скважин. Отопление помещений производится из собственной котельной, которая работает на попутном газе. Из строительных материалов на месте имеется глина, лес.

Климат района резкоконтинентальный, абсолютный минимум температуры воздуха достигает -57°C , среднегодовая температура воздуха за многолетний период составляет -30°C , среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца января составляет -21°C , самого теплого месяца июля $+17^{\circ}\text{C}$. Безморозный период составляет в среднем 100 – 114 дней. Снежный покров устанавливается в октябре месяце, исчезает в мае, высота снежного покрова до 75 см. грунт промерзает на глубину до 1 метра. Осенью, зимой и в первую половину весны господствующими являются ветры западного и южного направления, летом и во вторую половину весны преобладают юго-западные и юго-восточные ветры. Скорость ветра достигает 14 – 17 м/с.

Среднегодовое количество осадков 350 – 400 мм, наибольшее количество выпадает летом и осенью.

1.2. История проектирования месторождения.

В 1990 году «ТомскНИПИнефть» была составлена «Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка западной части Полуденного месторождения (Акимкинская площадь)». Согласно этой

технологической схеме на западной части месторождения проектный фонд составляет 312 скважин, из них 240 добывающих и 72 нагнетательных, причем к объекту АВ₁³ относятся 223 скважины (71.5% фонда). Скважины пласта АВ₁³ размещены по треугольной равномерной сетке, трехрядной системе (223 скважины), по АВ₂ – пятирядной системе (89 скважин); в зоне перекрытия площадей нефтеносности обеих залежей в целях равномерного размещения скважин произведено смещение сеток объекта АВ₂ на 250 м, это совпало с водонефтяной зоной последнего. В остальной части площади положение рядов скважин обоих объектов совпадает.

Позднее, в 1993 году институтом «ТомскНИПИнефть» была составлена Технологическая схема разработки Полуденного месторождения», которая в 1994 году была представлена и принята на ЦКР (протокол ЦКР № 1637 от 15.02.1994). Эта техсхема предусматривала выделение двух эксплуатационных объектов АВ₁³ и АВ₂, расстановку скважин на Акимкинской площади по равномерной треугольной сетке скважин с расстоянием между ними 500 м, для обеспечения равномерного распределения на поверхности скважин обоих объектов взаимосмещение их рядов составило 216 м, на геометрически средний элемент плотность сетки – 21.7 га/скв, система размещения трехрядная.

В 1996 году в процессе доразведки юрских отложений, путем углубления проектных скважин, установлена промышленная нефтеносность горизонта Ю₁.

В 1999 году в работе «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям АО «Томскнефть» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР № 2425 от 22.09.1999 г.) были уточнены технологические показатели разработки Полуденного месторождения.

В 2000 году АО «ТомскНИПИнефть ВНК» выполнило и представило на ТКР ХМАО «Проект пробной эксплуатации залежи пласта Ю₁ Западно-Полуденного месторождения», который был принят в качестве

«Дополнения...» к утвержденной технологической схеме разработки по варианту 1 на 2001-2002 гг. (протокол ТКР ХМАО № 180 от 15.12.2000 г.). Согласно этому проектному документу в пределах участка пробной эксплуатации Западно-Полуденной площади намечалось провести следующие мероприятия:

зарезка второго ствола на скважине № 323 (с горизонтальным проложением 200 м);

скважины №№ 472 и 489 переводятся под нагнетание при достижении обводнённости 95% для формирования приконтурного заводнения.

В 2004 году АО «ТомскНИПИнефть ВНК» завершило пересчет запасов по Полуденному месторождению и представило на ЦКР «ТЭО КИН Полуденного месторождения» (протокол ЦКР № 3171 от 15.07.2004 г.).

В этом же году АО «ТомскНИПИнефть ВНК» приступило к работе над новым проектным документом «Проект разработки Полуденного месторождения». В конце декабря 2005 года данная работа была представлена и утверждена на ТО ЦКР по ХМАО (протокол № 719 от 21.12.2005).

В настоящее время разработка Западно-Полуденного нефтяного месторождения ведется согласно «Проекту разработки Полуденного месторождения».

Основные принципиальные положения и технологические показатели «Проекта разработки Полуденного месторождения»

По Западно-Полуденному месторождению предусмотрена трехрядная система разработки с расстоянием между скважинами 500x500 м. Выделены три объекта разработки - АВ₁³, АВ₂, Ю₁. Всего бурится 82 скважины, из которых 61 добывающая (49 ед. на АВ₁³, 10 ед. – на АВ₂ и 2 ед.- на Ю₁) и 21 нагнетательная. В зонах толщин выше 3-х метров рекомендуется пробурить скважины с горизонтальным окончанием длиной 200 м – 3 ед. Забойное давление на добывающих наклонно-направленных скважинах 8МПа, а в скважинах с горизонтальным окончанием 10 МПа. Предусматривается

проведение семи операций ГРП на наклонно-направленных скважинах.

Таблица 1.1

Основные технологические показатели утвержденного варианта

Максимальные проектные уровни добычи:	
– нефти, тыс. т. (2005 г.)	749.9
– жидкости, тыс. т. (2016 г.)	5290.1
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	342
в том числе: – добывающих	233
– нагнетательных	109
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	82
в том числе: – добывающих	61
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0.413

Предусмотрено применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на основе термогелеобразующих реагентов.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

2.1. Стратиграфия.

Геологический разрез Западно-Полуденного месторождения представлен породами двух структурных комплексов:

- метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента
- песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Полный разрез до фундамента вскрыт девятью скважинами, платформенный чехол – 40 поисково-разведочными скважинами.

Максимальная глубина залегания пород фундамента составляет 3002 м (скв.363), наименьшая – 2642 м (скв.301).

Охарактеризованность разреза месторождения керновым материалом неравномерная. Наиболее полно изучены отложения нижнего мела, к которым приурочены промышленно – нефтеносные горизонты: АВ₁ –

нижняя подсвита алымской свиты; АВ₂ – верхняя часть вартовской свиты; в меньшей степени – верхняя подсвита васюганской свиты (продуктивный горизонт Ю₁).

2.1.1. Литолого-стратиграфический разрез.

Геологическое строение Западно-Полуденного месторождения является типичным для месторождений Тюменской области. Разрез его сложен доюрскими образованиями фундамента и мезо-кайнозойскими отложениями чехла. В данной главе рассматриваются только те стратиграфические комплексы, к которым приурочены продуктивные пласты.

1. Мезозойская группа.
2. Юрская система.
3. Васюганская свита.

Морские отложения свиты по литологическому составу подразделяются на нижневасюганскую, сложенную плотными аргиллитами и верхневасюганскую – песчано-алевролитовую с прослоями аргиллитов. Последняя соответствует объему продуктивного горизонта Ю₁, состоящего из трех песчаных пластов: Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³, два из которых - Ю₁¹ и Ю₁² - нефтеносны. Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцполевошпатовые. Алевролиты светло-серые, плотные. Разрез свиты вскрыт в 28 скважинах, толщина ее составляет 63 -78 м.

1. Меловая система
2. Вартовская свита

Нижняя часть свиты, согласно залегающая на породах мегийской свиты, сложена прибрежно-морскими и мелководными образованиями, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В ее составе выделяются пласты БВ₀ – БВ₇. Верхняя часть свиты представлена переслаиванием песчаников, алевролитов (пласты А₂ – А₆) и аргиллитов прибрежно-континентального происхождения.

К кровле вартовской свиты приурочен продуктивный горизонт АВ₂,

характеризующийся литологически неоднородным строением, включающий пласты AB_2^A и AB_2^B . Его формирование связано с русловыми и пойменными фациями. Толщина свиты 335 – 400 м.

1. Алымская свита.

Отложения свиты сформировались в прибрежно-морских условиях. По условиям осадконакопления и литологическим свойствам выделяются две подсвиты: нижняя, представленная песчано-алевролитовыми породами продуктивного горизонта AB_1 и верхняя, сложенная аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, индексируемая как кошайская пачка.

В объеме горизонта AB_1 выделяются пласты AB_1^{1-2} и AB_1^3 , различающиеся условиями осадконакопления, степенью неоднородности и глинизации.

Базальный пласт AB_1^3 формировался в условиях приливно-отливной равнины и представлен, в основном, песчаниками мелко-среднезернистыми, иногда известковистыми и разномзернистыми алевролитами.

Пласт AB_1^{1-2} сформирован в штормовых условиях морского мелководья, что определило сложную линзовидно-прерывистую текстуру пласта.

Толщина свиты 67 – 93 м.

Остальная верхняя часть разреза толщиной около 1650 м типична для данного региона и не содержит продуктивных пластов.

2.2. Тектоника

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты Западно-Полуденное месторождение расположено в Южной части Нижневартовского свода, в пределах которого выделена структура II порядка – Зайцевское куполовидное поднятие. Представление о его структурном плане базируется на результатах работ с/п 1,72/83-84, так как в период с 1984 по 1994 гг. практически все сейсморазведочные работы, за исключением горизонтов Б и Па,

проводились только на сопредельных территориях, не затрагивая Западно-Полуденное месторождение. Плотность сети 2D сейсмических профилей на Западно-Полуденной площади 0,7 пог.км/кв.км.

По результатам этих работ установлено, что Зайцевское к.п. представляет собой линейно-вытянутую структуру субмеридионального простирания, осложненную четырьмя локальными поднятиями: Западно-Полуденным (Акимкинским), Полуденным, Былинским и Лесным. Материалы сейсморазведочных работ дают наиболее общую информацию о строении различных горизонтов осадочного чехла и связанных с ними отражающих границ. В разрезе осадочных пород, слагающих верхний структурный этаж, методами сейсморазведки уверенно прослеживается целый ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по возрасту и литологии осадками от нижнего палеогена до нижней юры:

- Э (кровля талицкой свиты нижнего палеогена);
- С (кровля березовской свиты верхнего мела);
- Г (кровля верхнепокурской подсвиты верхнего мела);
- М (низы нижнепокурской подсвиты нижнего мела);
- dm (кровля мегионской свиты, подошва чеускинской пачки);
- Ач (кровля ачимовской пачки нижнего мела);
- Б и II^а (кровля баженовской свиты и кровля васюганской свиты верхней юры);
- Т (верхи тюменской свиты нижней и средней юры);
- А (подошва осадочного чехла, кровля доюрских образований).

Верхнеюрский отражающий горизонт Б (кровля баженовской свиты) является наиболее выдержанным и связан с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Баженовская свита является региональным геологическим репером на большей части Западно-Сибирской плиты, а сейсмический горизонт Б (кровля баженовской свиты), приуроченный к кровле этих отложений, является маркирующим.

По отражающему горизонту Б Зайцевскому к.п. соответствует

довольно обширная приподнятая зона, оконтуриваемая изогипсой -2400 м и осложненная Полуденным, Былинским, Западно-Полуденным и Лесным локальными поднятиями III порядка, имеющими линейно-вытянутую форму субмеридионального простирания. Размеры Полуденного поднятия - 5x15,5 км, Западно-Полуденного - 4,5x19,5 км, Былинского - 2x13,5 км, амплитуды их соответственно 60 м, 90 м, 70 м. Углы наклона крыльев Западно-Полуденной структуры варьируют в пределах 40' -2°30', Полуденной - в пределах 42' - 2°40'. Былинской - в пределах 1° - 1°15'.

Структурный план по продуктивному пласту – Ю 1-1 (отражающий горизонт Па - кровля васюганской свиты) практически повторяет план по отражающему горизонту Б, сохраняя при этом все элементы структурной карты. Углы наклона крыльев на Западно-Полуденном локальном поднятии изменяются от 52' до 2°, амплитуда поднятия - 80 м, на Полуденном - от 57' до 1°43', амплитуда поднятия - 40 м, на Былинском – от 1°16' до 2°3', амплитуда поднятия - 50 м. Вверх по разрезу структурный план Западно-Полуденного месторождения по кровле мегинской свиты продолжает сохранять очертания унаследованности, хотя углы наклона становятся более пологими. На Западно-Полуденном локальном поднятии они изменяются в пределах 29' - 1°28', на Полуденном -17' - 1°21', на Былинском - 1° - 1°11'. Амплитуды локальных поднятий уменьшаются на Западно-Полуденном до 34 м, на Полуденном - до 10 м, на Былинском - до 10 м.

Структурные планы по кровле продуктивного пласта АВ 1-3, а также по подошве покурской свиты, в целом, повторяют очертания поднятий по ниже залегающим горизонтам. По этим горизонтам наблюдаются и некоторые изменения осей простирания и большая степень выполаживания структурных основных элементов, локальные поднятия и разделяющие их прогибы выражены менее рельефно. По кровле покурской свиты Западно-Полуденная структура имеет углы наклона 34' -38', амплитуду - 20 м, тогда как Полуденная и Былинская начинают постепенно исчезать.

2.3. Нефтеносность.

Западно-Полуденное месторождение расположено в юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района, промышленная нефтеносность которого установлена в широком стратиграфическом диапазоне разреза юрских, меловых отложений и породах коры выветривания.

Залежи нефти на Западно-Полуденном месторождении выявлены в двух продуктивных горизонтах нижнего мела – АВ₁, АВ₂ и одном верхнеюрском – Ю₁. Каждый из продуктивных горизонтов включает по два нефтеносных пласта. В верхах горизонта Ю₁ выделены пласты Ю₁¹ и Ю₁²; в объеме горизонта АВ₂ – пласты АВ₂^А и АВ₂^В и низах горизонта АВ₁ – пласт АВ₁³, подразделяющийся в свою очередь на два объекта подсчета АВ₁^{3А} и АВ₁^{3В}.

Таблица 2.1

Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов
Западно-Полуденного месторождения

Параметры	Западно-Полуденное		
	Пласты		
	АВ ₁ ³	АВ ₂	Ю ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	1627	1636	2340
Тип залежи	пластово-сводовая литологически экранированная		
Тип коллектора	поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	78703	44289	8009
Средневзвешанная общая толщина, м	4,8	5,6	5,3
Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	2,7	3,5	2,3
Пористость, доли ед.	0,247	0,261	0,194
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,515	0,49	0,503
Проницаемость, мкм ²	0,128	0,189	0,168

Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,7	0,8	0,8
Коэффициент расчленённости, ед.	2,5	2,5	3,3
Начальная пластовая температура, °С	61	59	93
Начальное пластовое давление, Мпа	17,2	17,2	23
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5,5	6,3	1,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,823	0,827	0,76
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,875	0,869	0,862
Абсолютная отметка ВНК, м	1627- 1650	1643- 1652	2338- 2366
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,073	1,215
Содержание серы в нефти, %	1,56	1,42	1,14
Содержание парафина в нефти, %	2,29	3,17	4,3
Давления насыщения нефти газом, Мпа	7,3	5,7	10,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	31	25	66,9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,012	1,012
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*Мпа)	10,9	16,6	19,4

Особенностями нижнемеловых залежей являются незначительные эффективные нефтенасыщенные толщины, низкое насыщение, наличие обширных зон замещения коллекторов. Для данных залежей характерно также наличие локальных водоносных линз, контролируемых в одних случаях зонами замещения пород, в других – существующих изолированно в пределах нефтяного поля. Из большинства месторождений, разрабатываемых АО «Томскнефть» ВНК, подобное характерно для пласта Ю₃³⁻⁴ тюменской свиты Вахского месторождения.

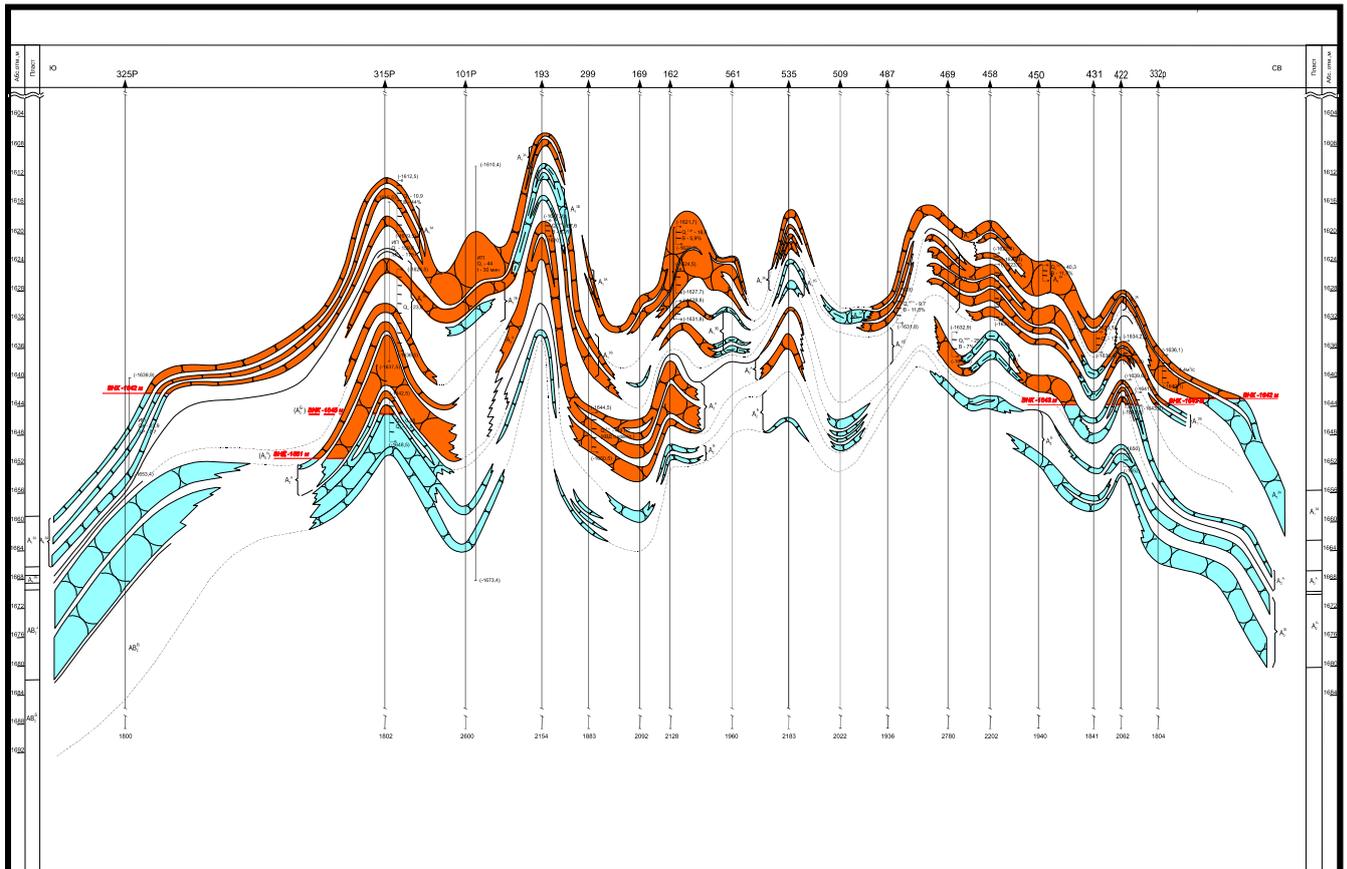


Рисунок 2.1. Продольный геологический разрез по линии VII-VII Западно-Полуденного месторождения (AB13A – AB13B – AB2A-AB2B) с пластами AB₁^{3A} и AB₁^{3B}.

Пласт AB₁^{3A}

Пласт AB₁^{3A} вскрыт всеми пробуренными на площади скважинами на глубинах 1970.8 – 1813.0 м в вертикальных скважинах, имеет сложную картину распространения по площади и изменения толщин. Помимо мелких закономерно распределенных локальных участков замещения коллектора, в пределах залежи выделяются три значительных по площади зоны глинизации: в северо-восточной ее части в районе скважин 511 - 435, в центральной части в районе скважин 312-205 и вдоль восточного склона структуры в районе скважин 317р, 192, 566, обусловленные развитием на этой территории группы глинисто-алевритовых фаций приливно-отливных равнин и лагун. Из 253 пробуренных скважин на Западно-Полуденном месторождении 60 оказались в зоне отсутствия коллектора.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта AB₁^{3A} изменяются

от 0 до 10,1 м (скважина 313), образуя участки их повышенных значений в северной и центральной частях площади рукавообразных и неправильных очертаний, связанных с фациями барьерных островов, приливных протоков и реке дельт. Пласт опробован отдельно в 55 скважинах, совместно с нижележащим пластом АВ₁^{3Б} в 27. Получены притоки нефти дебитами, соответственно, 3-71 и 4-90 т/сут. Анализируя толщины опробованных интервалов пласта, следует отметить, что в основном опробованы пласты с толщиной более 3м; при толщине пласта около 2,0 м, он опробовался совместно с нижележащим. В единичных случаях при опробовании пластов ограниченной толщины получены притоки нефти дебитами от 8,2 до 18,5 т/сут в скважинах 538 и 421 соответственно.

Положение условного водонефтяного контакта принято горизонтальным на а.о. –1642 м, что соответствует подошве нефтенасыщенной части пласта в скважинах 314р, 320р, 364р, 428 и нижним отверстиям перфорации получения притоков нефти. Согласно принятому положению водонефтяного контакта размеры залежи составляют 17,5х3-8 км, высота– 44м. По типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Ширина водонефтяной зоны колеблется от 0,1 до 1,250 км, доля ее площади составляет 23%.

Пласт АВ₁^{3Б}

Вскрыт в вертикальных скважинах на глубинах 1718.8 – 1836.2 м. Распространение пласта как коллектора существенно ограничено значительными по протяженности и относительно узкими рукавообразными, полосовидными, реке изометричными зонами замещения, занимающими около 50 % площади залежи. В отличие от пласта АВ₁^{3А} для данного объекта исследований характерны многочисленные линзовидные водонасыщенные зоны, пространственно сопряженные и контролируемые зонами литологического замещения, развитые преимущественно в центральной и южной частях месторождения.

В пласте АВ₁^{3Б} выделено три залежи нефти: основная, занимающая почти 90% от всей площади нефтяного поля; южная - расположена в районе скважин 276, 365р, 264, 312р, 260, 317р и центральная - небольших размеров нефтяная залежь в районе скважин 181, 182, 188, 190, ограниченная с 3-х сторон зоной отсутствия коллектора, а с юга - водонасыщенной линзой (район скважины 197).

Области развития повышенных значений эффективных нефтенасыщенных толщин до 7,4 м (скважина 174) имеют локальное распространение и прослеживаются узкими линейными, реже эллипсовидными формами субмеридионального и субширотного простирания. В литофациальном отношении эти аномальные зоны связаны с прибрежно-морскими фациями барьерных островов, гидродинамически активных приливных протоков и реже береговых валов приливных протоков.

Пласт опробован отдельно в 25 скважинах, совместно с вышележащим пластом АВ₁^{3А} - в 26 скважинах. При совместном опробовании получены притоки нефти дебитами от 8,5 (скв.216) до 98,1 т/сут (скв.524). При отдельном опробовании дебиты составили от 1,9 (скв.433) до 68 т/сут (скв.554). Так же, как и в пласте АВ₁^{3А}, при опробовании отдельных объектов ограниченной толщины ($\leq 2,0$ м) получены притоки нефти дебитами 8,0 -15,3 т/сут в скважинах 299 и 443 соответственно. Все три залежи пластовые сводовые литологически ограниченные.

Основная залежь. Как указывалось выше, залежь занимает наибольшую часть нефтяного поля. Положение условного водонефтяного контакта на западном борту ее изменяется с юга на север с а.о. – 1650 м (раздел нефть – вода по ГИС в скв.364р) до а.о -1646 м (подошва нефти в скважине 320р) и подтверждено опробованием в скважинах 364р, 320р. На восточном борту ВНК принят на а.о. –1643 м (кровля воды по ГИС в скв. 332р). Эта абсолютная отметка подтверждена опробованием ряда эксплуатационных скважин: 410,434, 444. Однако, ввиду их сильного

искривления, данные по ним для обоснования ВНК не использовались. Размеры залежи - 12,5x5,0 км, высота - 46м.

Южная залежь в районе скважин 365р, 312р, 277, 317р отделяется от основной зоной литологического замещения коллектора и водонасыщенной линзой в районе скважин 274, 275. ВНК на залежи вскрыт только на западном борту в скважине 365р на а.о. -1642 м (раздел нефть – вода). Для обоснования условного ВНК на южном и восточном бортах, где он не вскрыт, использованы данные разведочной скважины 317р, где подошва нефти отбивается по ГИС на а.о.- 1644 м. Не противоречат этому и данные эксплуатационных скважин 737 и 726, где кровля водонасыщенной части пласта встречена на а.о. – 1644 м. Размеры структуры в пределах контура нефтеносности равны 4,2x1,5-2 км, высота залежи 20-22 м.

Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,250 до 1,1 км в западной части, от 0,150 до 200 м - в восточной.

Центральная залежь нефти имеет небольшие размеры 1,2x1 км. ВНК на залежи не определен. Залежь контролируется с 3-х сторон зоной замещения коллектора, с юга - водонасыщенной линзой, являющейся также экраном. На залежи отсутствует водонефтяная зона. Условный уровень нефти принимается горизонтальным на а.о -1627 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта самой глубокой скважины, вскрывшей залежь (скважина 181). Высота залежи при таком гипсометрическом уровне нефти равна 13 м. Все скважины по ГИС нефтенасыщены и имеют толщины от 2,1 до 3,2 м. Опробованием пласт не охарактеризован.

Пласт АВ₂^А

Пласт опробован отдельно в 58 скважинах, совместно с нижележащим пластом АВ₂^В - в 29 скважинах. Дебиты нефти при совместном опробовании составляют 7 и 126 т/сут в скважинах 246 и 206 соответственно, при отдельном – 2,1 и 139,3 т/сут в скважинах 249 и 205 соответственно. Залежь нефти в пласте АВ₂^А разделяется на две промышленные залежи: южную и северную с разными уровнями ВНК и

одну непромышленную обособленную залежь в районе скважины 332р. Северная залежь занимает площадь в районе скважин 524, 480, 441, а южная - в районе скважин 315р, 309р и 547.

Северная залежь вскрыта на глубинах 1715-1738 м (район скважин 331р,438,450,490,539). Ее нефтяное поле в краевых зонах и центральной части осложнено многочисленными зонами литологического замещения и водонасыщенными линзами. Вскрытые нефтенасыщенные толщины пласта имеют незначительные величины (1 - 4 м) и лишь в единичных скважинах достигают 6,3 – 9,9 м (скважины 513 и 525 соответственно). При опробовании получены притоки нефти дебитами соответственно 0.4 и 139.3 т/сут. Положение контура нефтеносности для северной залежи принято на а.о. –1643 м, что соответствует середине интервала между подошвой нефти (а.о.-1642,5 м) и кровлей воды (а.о.-1643,7м) в скважине 331р и подтверждается данными опробования. Размеры залежи в пределах данного гипсометрического уровня – 9,8 х 2,5-5,2 км, высота - 28 м. Залежь пластовая сводовая литологически ограниченная. Ширина водонефтяной зоны на западном обрамлении залежи узкая в пределах 200-250 м, на восточном расширяется до 1 км. Зона глинизации субширотного направления, вмещающая в себя в центральной части водонасыщенную линзу с толщинами до 6,4 м (скв.239), отделяет северную залежь от южной.

Южная залежь нефти. В пределах залежи пласт вскрыт в вертикальных скважинах на глубинах 1710-1746 м. Эта зона пласта характеризуется повышенными, в основном, выдержанными нефтенасыщенными толщинами в среднем 4-6 м, достигающими в отдельных скважинах 12,3 м (скважина 235), что связано с широким развитием здесь песчаных тел-коллекторов континентальных (русловых) фаций. Следует отметить наличие трех водонасыщенных линз по периферийным участкам южной залежи. Положение условного водонефтяного контакта принято на а.о. –1651 м, что соответствует середине интервала между подошвой нефти в скважине 311р (а.о.-1648,5

м) и подошвой воды в скважине 314р (а.о.- 1653 м). Размеры залежи 5,3х 1,7-3,8 км, высота - 53 м. Ширина водонефтяной зоны незначительная: на западном крыле она не превышает 200м, а на восточном борту она возрастает до 300-400 м. По типу залежь аналогична северной.

Залежь нефти (район скважины 332р) расположена на периферийном северо-восточном окончании структуры. Эффективные и нефтенасыщенные толщины имеют небольшой разброс от 1,6 м до 1,8 м. Только в скважине 417 эффективная толщина увеличивается до 6,4 м. Нефтенасыщенная толщина в ней равна 1,6 м. При опробовании интервала 1871,0 –1874,5м(а.о.-1640,5-1643,6м) получена нефть с водой, т.е. скважиной вскрыт ВНК на а.о. –1643 м, как и на северной залежи. Залежь имеет незначительные размеры 0,9х0,2 км, высота 7 м.

По типу залежь пластовая литологически ограниченная.

Пласт АВ₂^Б

С пластом АВ₂^Б связано пять локальных нефтяных залежей , все они пластовые сводовые литологически экранированные. Из них только три – северная, центральная и южная имеют промышленное значение.

Центральная залежь нефти в районе скважин 559-166-303-206-309р вытянута по простиранию с запада на юго-восток. Нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0 до 10,6 м(скважина 189), причем значительная площадь залежи характеризуется их значениями более 6 м.

При обосновании водонефтяного контакта учтены скважины 595, 559, 304, 309р, 192, в которых подошва нефтенасыщенной части пласта по данным ГИС вскрыта на а.о. –1651 –1652 м и насыщение подтверждено опробованием. Дебит нефти в скважине 166 при раздельном опробовании пласта АВ₂^Б составил 62 м³/сут. В скважине 309р получен фонтанирующий приток нефти дебитом 32,8 м³/сут с а.о. – 1637,0 –1652,0м, что соответствует принятому ВНК (а.о. –1652м). На западном участке центральной залежи при опробовании четырех скважин получены притоки нефти дебитами от 38,8 до 98,1 т/сут в скважинах 595 и 572

соответственно. Центральная часть залежи (район скважин: 186,190,195,196 и 197) характеризуется повышенными дебитами до 116т/сут., в основном, при совместном опробовании с вышележащим пластом A_2^A . Размеры залежи 5x1.7 км, высота 29 м.

Северная залежь имеет промышленное значение лишь в районе скважины 438, вскрывшей нефтенасыщенную толщину пласта, равную 4,4 м и давшую при опробовании промышленный приток нефти дебитом 25 т/сут. Пласт залегает в интервале глубин 2029,2 - 2042,4 м(а.о. - 1645,1-1654,8 м). Подошва нефтенасыщенной части пласта по ГИС отбивается на а.о.-1650 м. На этой абсолютной отметке принят контур нефтеносности. Размеры залежи 2.5x0.5 км, высота 6-7 м.

Южная залежь промышленное значение имеет в районе скважины 654, в которой при совместном опробовании с пластом AB_2^A получено 86,5 т/сут.нефти на ЭЦН. ВНК в скважине не вскрыт. Нефтенасыщенная толщина в опробованной скважине 654 равна эффективной и составляет 5,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины на залежи изменяются от 1,2 м (скважина 234) до 10,4 м (скважина 214). ВНК отбивается в неопробованных скважинах по результатам материалов ГИС на а.о. – 1645 м (скважины 248, 234). Не противоречат и данные ГИС эксплуатационных скважин 215,243, и 244, в которых водонасыщенная кровля пласта вскрыта на а.о. –1645 м. Размеры залежи 3,2x0,6 км, высота 15 м.

Остальные залежи: одна - в районе скважин 276, 273 ; другая - в районе скважин 496,497,510 и 511. Залежи небольших размеров представляют интерес только при объединении пласта AB_2^B в единый объект разработки AB_2 . Размеры залежи в районе скважин 276, 273 составляют: 1,0x1,0 км, высота 15 м, а в районе скважин 496, 497 размеры 1,0x 0,6 км, высота - 16 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,9 (скважина 273) до 4,6 (скважина 214).

Положение водонефтяных контактов в этих залежах принято на а.о.

–1645м м по геофизическим данным. Опробованных скважин нет. Все залежи непромышленного значения с запасами категории С₂ .

По сравнению с прежним представлением о нефтеносности Западно-Полуденного месторождения распространение песчаных тел продуктивного горизонта АВ₂ предполагалось повсеместным. Результаты эксплуатационного разбуривания показывают не только существенное сокращение площади его нефтеносности, но и изменение характера распределения нефтенасыщенных толщин, что обусловлено высокой литофациальной изменчивостью пород продуктивного разреза и, как следствие, широким развитием зон литологического экранирования залежей, водонасыщенных линз среди нефтяных полей и тупиковых вод.

Тоже, но несколько в меньшей степени касается и объекта АВ₁³.

В разрезе регионально продуктивного горизонта Ю₁ выделяются пласты Ю₁¹ и Ю₁², с которыми и связана промышленная нефтеносность. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² вскрыты 29 скважинами и локально приурочены к повышенным частям структуры.

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубинах 2444,0 – 2455,8 м, прослеживаясь как коллектор на всей площади в центральной части структуры. С пластом связаны четыре нефтяные залежи: северная и южная, разделенные зоной литологического замещения коллектора в районе скважины 323р, и две небольшие обособленные залежи нефти в районе скважины 158 и 101р.

Северная залежь вскрыта большинством скважин, пробуренных до юры. Из 29 юрских скважин 18 из них пробурены на северной залежи. Ее эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скв.497) до 3,0 м (скв.483). Положение водонефтяного контакта принято на а.о. –2358 м по скважине 355р по данным ГИС , где раздел нефть – вода отбивается на а.о. – 2358м, и результатам опробования этой же скважины, где из интервала 2451,0- 2455,0 м (а.о -2354,2 – 2358,2 м) получено незначительное количество нефти с пластовой водой. В скважине 514р с

а.о. – 2350 - 2353 м получен приток безводной нефти дебитом 44,8 т/сут на ЭЦН. Пласт Ю₁¹ опробован в 15 скважинах, дебиты изменяются от 9,3 т/сут (скв.498) до 71,8 т/сут (скв.497) при фонтанировании. Залежь пластово-сводовая литологически ограниченная. Размеры ее 2,5x1,7 км, высота 37м.

Южная залежь расположена в районе скважин 565 и 100р. Обе скважины опробованы. В скважине 565 при эффективной нефтенасыщенной толщине 1 м получен приток нефти 15,9 т/сут на ЭЦН. Разведочная скважина 100р оказалась в зоне ухудшенного и маломощного коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина составила всего 0,8 м, при опробовании ее получен непромышленный приток нефти (0,15 м³ /сут). Водонефтяной контакт на залежи не вскрыт. Условный контур нефтеносности принят на а.о. -2342 м как средняя а.о. подошвы нефти в скважине 565(-2334,8м) и кровли воды в скважине 356р (-2350).

Залежь пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры залежи 3,4 x 0,75 км, высота – 19 м.

Залежь нефти в районе скважины 158 расположена на западном осложнении основной структуры. Это самостоятельная залежь нефти ограниченных размеров, имеющая нефтенасыщенную толщину 2,6 м. Размеры ее 0,75x1,25 км, высота 2,6 м. Залежь пластовая сводовая. Положение водонефтяного контакта принято на а.о. –2366,0 м по данным ГИС и опробованию. При испытании скважины 158 в интервале а.о. – 2363,2 –2365,4 м получен приток нефти дебитом 45,6 т/сут.

Залежь нефти в районе скважины 101р расположена обособленно на юго-западном осложнении структуры. Продуктивный пласт Ю₁¹ вскрыт в интервале 2447 – 2450 м (а.о. 2388.5 – 2361.5 м). При его испытании в колонне получен безводный приток нефти дебитом 49.3 м³/сут. Условный контур ВНК принят по кровле первого водоносного нижележащего пласта Ю₁² на а.о.– 2363 м.

Размеры залежи 1,0 x 0,5 км, высота -2,5м. Залежь пластовая сводовая.

Пласт Ю₁²

Пласт Ю₁² вскрыт на глубинах 2458,6 – 2473,0 м. С пластом связаны две нефтяные залежи: северная и южная. Залежи пласта Ю₁² занимают меньшую площадь нефтяного поля по сравнению с пластом Ю₁¹.

Северная залежь вскрыта всеми пробуренными скважинами и отделяется от центральной зоной литологического замещения коллектора в районе скважины 323р. Эффективные толщины достигают 12 м (скв.498), а нефтенасыщенные колеблются от 1,4 м (скв. 470) до 9,8м (скв. 499). Залежь пластовая сводовая с большой водонефтяной зоной. Нефтяная зона вскрыта лишь одной скважиной 499, в которой проведено опробование совместно с пластом Ю₁¹ и отдельно от него. Дебит нефти при совместном опробовании составил 15,7 т/сут, при раздельном – 16,7 т/сут на ЭЦН. В скважине 482 дебит нефти составил 64,1 т/сут при фонтанировании. При обосновании ВНК данные наклонных скважин не учитывались. Контур нефтеносности принят на а.о.-2339 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 499 и по нижним отверстиям перфорации в этой скважине. Размеры залежи 1,25 x 0,9 км, высота -15 м.

Южная залежь нефти вскрыта только одной скважиной 565. Пласт Ю₁² встречен на глубинах 2432,4- 2440м (а.о.- 2336-2343,6 м). Эффективная толщина составляет 3,8 м, нефтенасыщенная - 2 м. При опробовании интервала 2432,5 – 2434,0 м (а.о. -2336,1 -2337,6 м) получен промышленный приток безводной нефти дебитом 8,5 т/сут на ЭЦН. В скважине вскрыт водонефтяной контакт на абсолютной отметке - 2338 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 1,25x0,5 км, высота залежи – 18 м.

Признаки нефтеносности в верхнеюрских отложениях в пластах Ю₁¹ и Ю₁² на Западно-Полуденном месторождении в виде нефтяных пленок на пластовой воде получены при опробовании разведочных скважин 100р и 103р.

2.4. Запасы нефти и растворенного газа

В 1991 году осуществлен подсчет начальных запасов нефти Западно-Полуденного месторождения по пластам АВ₁^{2Б}, АВ₁³ и АВ₂ в количестве (геологические/извлекаемые) запасы составили по категории С₁ – 91492 / 30278 тыс. т и по категории С₂ – 18813 / 4991 тыс. т. Запасы нефти по пласту ЮВ₁ не были утверждены, как не имеющие промышленной ценности (протокол ГКЗ № 6 от 04.02.1992 г.). По состоянию на 01.01.2000 г. запасы нефти горизонта ЮВ₁ подсчитаны по данным бурения 12 эксплуатационных скважин и поставлены на оперативный учет по категории С₁ в количестве: геологические – 688.8 тыс. т, извлекаемые – 227.1 тыс. т.

В 2004 году «ТомскНИПИнефть» завершило пересчет запасов нефти и газа по Западно-Полуденному месторождению. Геологические запасы нефти по категориям уменьшились более чем в 2 раза, что связано с неподтверждением первоначальной геологической модели месторождения на этапе эксплуатационного бурения.

В связи с проведенными испытаниями объектов после подсчета запасов по залежам пластов ЮВ₁¹, ЮВ₁², АВ₁^{3А}, АВ₁^{3Б}, в 2006 году был осуществлен перевод запасов категории С₂ в категорию С₁. Произведено уточнение модели залежей и их запасов по результатам испытания новых пластов в ранее пробуренных скважинах. Пересчет запасов осуществлялся на основе трехмерной геологической модели.

В результате перевода запасов из категории С₂ в С₁, оперативные балансовые/извлекаемые запасы категорий В+С₁ по месторождению увеличились на 4815/2723 тыс.т.

В середине 2005 года новые запасы были представлены и утверждены на ГКЗ (протокол ГКЗ № 1034 от 22.06.2005 г.), таблица 2.5-2.6.

Утвержденные начальные запасы нефти по Западно-Полуденному месторождению.

Пласт	ЗАПАСЫ НЕФТИ				КИН В+С ₁ /С ₂
	Начальные запасы нефти, тыс. т (утв. ГКЗ № 1034 от 22.06.05г.)				
	Балансовые		Извлекаемые		
	В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂	
	тыс.т				
АВ ₁ ^{3А+3Б}	22483	9529	10679	2687	0.475/0.282
АВ ₂ ^{А+Б}	21007	597	7621	168	0.363/0.282
Ю ₁ ¹⁺²	1821	180	825	18	0.453/0.100
ИТОГО :	45311	10306	19125	2873	0.422/0.279

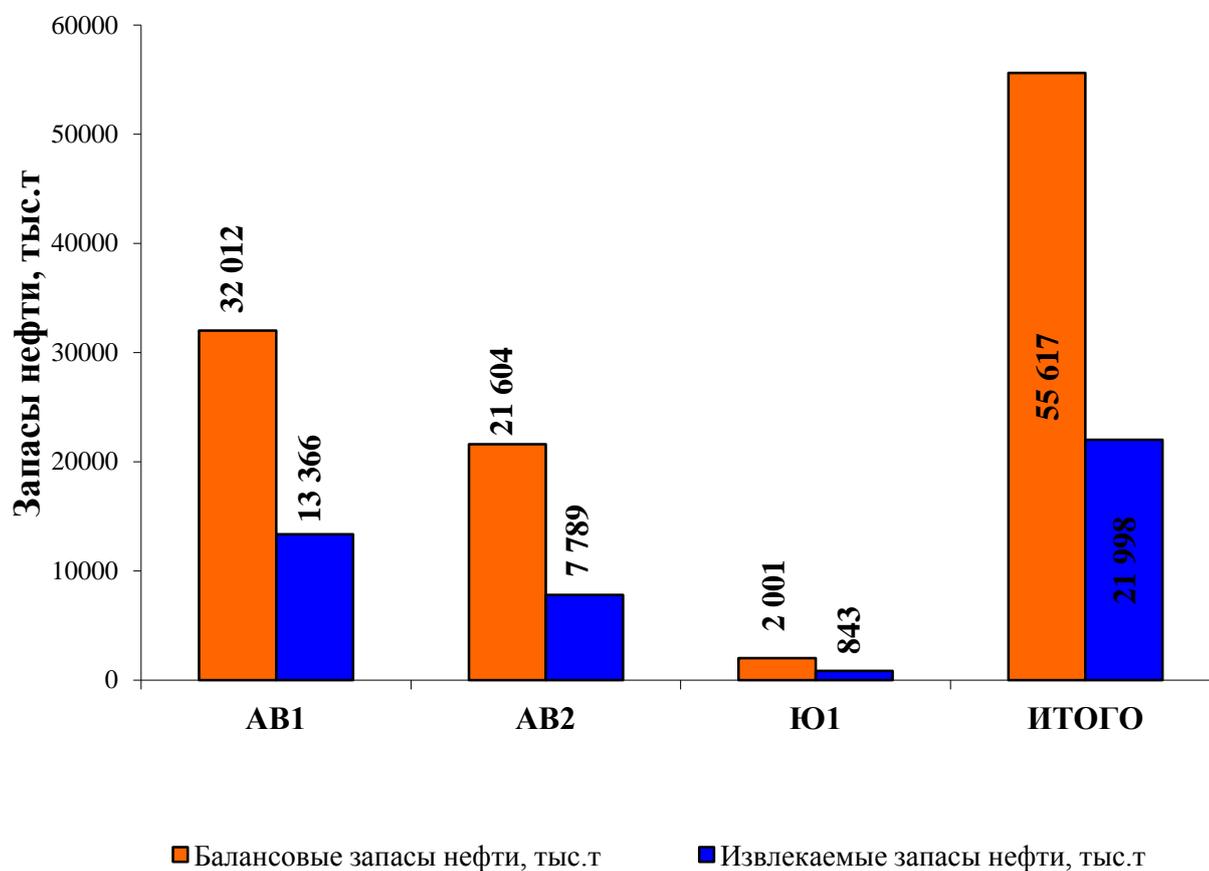


Рисунок 2.2. Утвержденные начальные запасы нефти по Западно-Полуденному месторождению.

Утвержденные начальные запасы газа по Западно-Полуденному
месторождению

Пласт	ЗАПАСЫ ГАЗА	
	Начальные запасы газа, млн.м ³ (утв. ГКЗ № 1034 от 22.06.05г.)	
	Балансовые	
	V+C ₁	C ₂
	млн.м ³	
AB ₁ ^{3A+3B}	721.7	305.9
AB ₂ ^{A+B}	674.3	19.1
Ю ₁ ¹⁺²	128.2	12.7
ИТОГО :	1524.2	337.7

По состоянию на 01.01.2015г. накопленная добыча с начала разработки составила 13646 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы нефти Западно-Полуденного месторождения по категории V+C₁ составляют 8352 тыс. т. Текущий коэффициент извлечения нефти равен: 0.262. Оперативные запасы по площадям и пластам месторождения представлены в таблице 2.7

Таблица 2.7

Залежь	Накоплен ная добыча на начало года	Запасы предыдуш его года по категории ABC ₁ , геол./извл	Запасы предыдуш его года по категории C ₂ , геол./извл	Годовая добыча + потери	Накоплен ная добыча на конец года	Текущие извлекаем ые запасы категории ABC ₁ , геол./извл	Текущие извлекаем ые запасы категории C ₂ , геол./извл
Итого:	13086	37040	9906	561	13647	36479	9906
		8604	2760			8043	2760
AB ₁ ^{3A+3B}	7070	20118	9129	392	7462	19726	9129
		5953	2574			5561	2574
AB ₂ ^{A+B}	5326	15681	597	138	5464	15543	597
		2426	167			2288	167
Ю ₁ ¹⁺²	690	1241	180	31	721	1210	180
		225	19			194	19

Оперативные запасы нефти по пластам Западно-Полуденного
месторождения на 01.01.2015г.

3 Технологическая часть.

Анализ эффективного применения системы «Гайфун» в промысловых вертикальных резервуарах на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (Томская область).

3.1. Характеристика технологического комплекса установки подготовки нефти.

Полуденное месторождение введено в промышленную разработку в 1987 году. В составе месторождения выделяют три площади – Западно-Полуденную, Полуденную и Былинскую. На 01.01.2012 в границах Полуденного месторождения пробурено 307 скважин. Утвержденный проектный фонд согласно действующему проектному документу («Авторскому надзору...», протокол ЦКР №4567 от 29.04.2009 г.) составляет 442 скважины (таблица 4.1). Реализация проектного фонда, таким образом, составляет 72,7 %. Фонд скважин для бурения – 135 ед., в том числе:

- на Полуденной площади: 23 добывающих и 19 нагнетательных;
- на Западно-Полуденной площади: 64 добывающих и 18 нагнетательных;
- на Былинской площади: 5 добывающих и 6 нагнетательных.

В настоящее время уже имеет все необходимые элементы инфраструктуры. В пределах месторождения построена сеть внутрипромысловых бетонных и насыпных дорог. Транспортная связь с месторождением осуществляется по автодороге с твердым покрытием – «Западно-Полуденное – Полуденное – Малореченское – г. Стрежевой» с паромной переправой через реку Обь.

На месторождении эксплуатируется однотрубная герметизированная система сбора нефти. Западно-Полуденная площадь месторождения обустроена 24 кустовыми площадками, имеет технологические площадки БКНС-12 и УПСВ-3 в северной части, БКНС-11 и УПСВ-2 (на юге участка).

Былинская площадь не разрабатывается, эксплуатационный фонд скважин отсутствует. Восточно-Полуденная площадь месторождения обустроена 3 кустовыми площадками (№№ 1, 3, 3Б). Система ППД на Полуденной площади отсутствует, на кустовой площадке 3Б расположено 3 водозаборных скважин. Общая протяженность линейных объектов на месторождении в настоящее время составляет 65 км.

Внешний транспорт частично подготовленной продукции осуществляется на УПН Малореченского месторождения. Месторождение расположено в районе с достаточно развитой инфраструктурой: кроме системы транспорта нефти имеются энергетические сети, газотранспортная система и сеть промысловых дорог. Электроснабжение осуществляется от сетей ТРК, а также от ГТЭС 7,5 МВт, работающей на попутном нефтяном газе.

Максимальный уровень добычи нефти на уровне 500 тыс. т в 2022 году и 7458 тыс. м³ по жидкости в 2024 г. Динамика основных показателей по рекомендуемому варианту добычи и закачки приведена на рисунке 10.19.

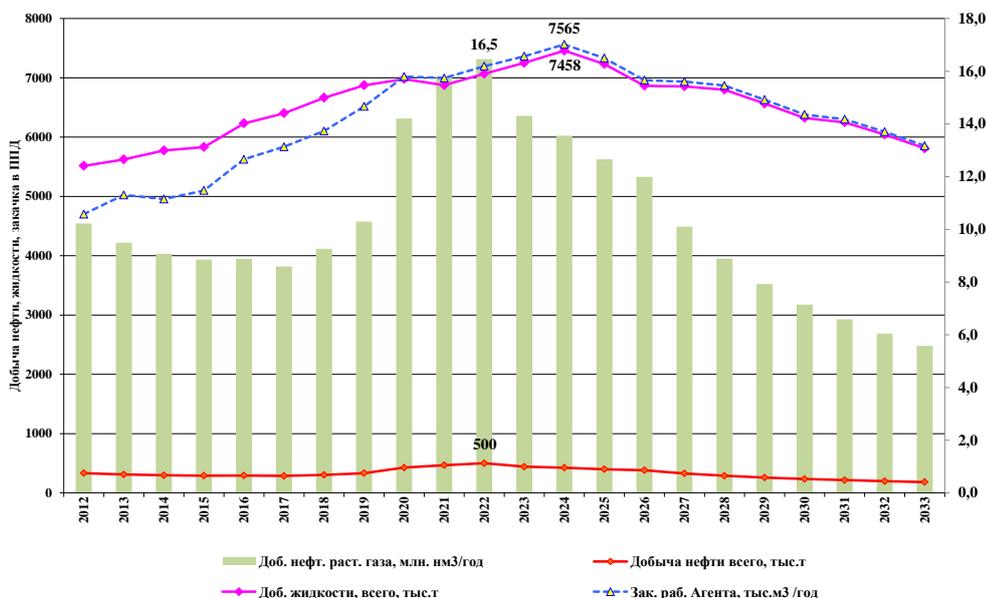


Рисунок 10.19 - Динамика показателей Полуденного месторождения

На месторождении, в соответствии с требованиями РД-39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и

подготовки нефти, газа и воды нефтегазодобывающих районов» [17], реализована герметизированная однетрубная система сбора продукции скважин. Продукция под устьевым давлением скважин поступает на сборную гребенку автоматизированной замерной установки и далее без разделения фаз газожидкостная смесь с кустов месторождения, направляется по сборным коллекторам до УПСВ-2-3, где осуществляется сепарация газа и сброс пластовой сточной воды. Далее частично обезвоженная нефть насосами внешней откачки транспортируется на УПН Малореченского месторождения для дальнейшей подготовки и далее на НПС «Медведево».

Требования к системе сбора формулируются с учётом геолого-технических условий разработки Полуденного месторождения, максимальных объёмов добычи нефти, воды и газа, состава и свойств продукции скважин, устьевых давлений и способов эксплуатации, недопустимости потерь (утечек) углеводородов, задач контроля за процессом разработки, охраны окружающей среды, предупреждению осложнений при эксплуатации системы сбора и подготовки продукции скважин.

Текущее состояние системы нефтесбора отражено на рисунке 10.21. Добыча нефти и газа и поддержание пластового давления на Полуденном месторождении обеспечены развитой сетью трубопроводов, сформировавшейся с 1987 по 2012 год. Пики ввода в эксплуатацию нефтепроводов пришлись на 1991, 1994, 1998 и 2011 года. Суммарная протяженность трубопроводной системы 124,071 км, из них внутрипромысловых 65,077 км,

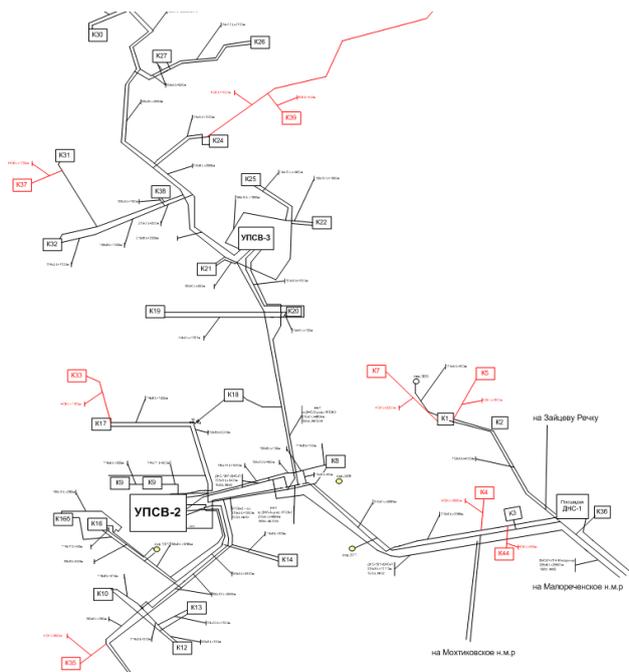


Рисунок 10.21

Система промышленной подготовки нефти

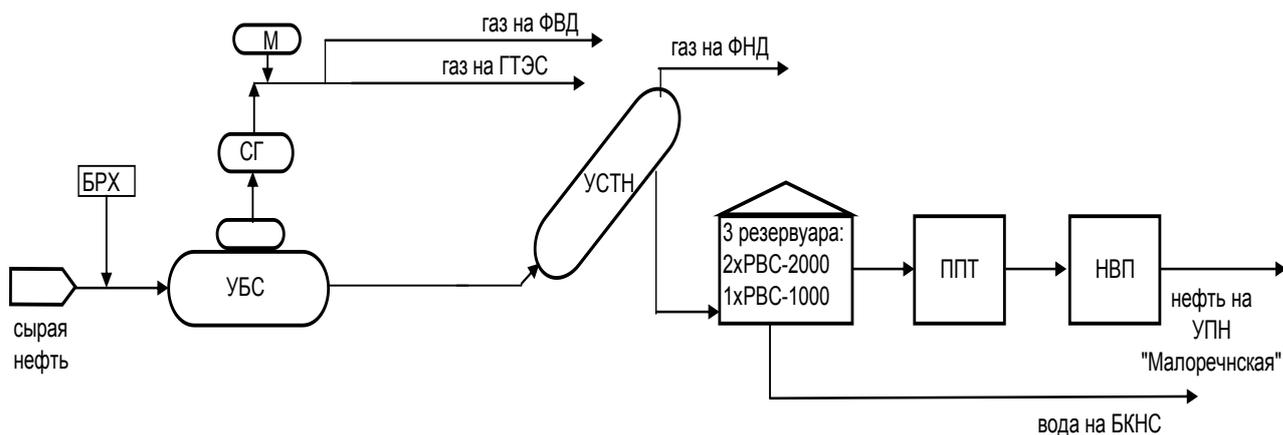
Продукция скважин Полуденного месторождения поступает на УПСВ-2и УПСВ-3.

Установка предварительного сброса воды (УПСВ-2) предназначена для:

- Обеспечения непрерывного приёма продукции скважин «Западно-Полуденного» месторождения.
- Обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 1,0 - 5,0 % и откачки её на УПН «Малореченская» для дальнейшей подготовки
- Отбора газа и утилизации на факельных установках.
- Очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи её на БКНС для закачки в продуктивные горизонты.
- Учёта нефти, газа и воды.

Проектная производительность УПСВ-2 – 3153,6 тыс.м³/год по жидкости.

Схема подготовки нефти на УПСВ-2- приведена на рисунке 10.24.



М - метанолиница
 УБС - установка блочная сепарационная
 БРХ - блок реагентного хозяйства
 СГ - сепаратор газовый
 ППТ - путевой подогреватель

РК - расширительная камера
 УСТН - установка сепарационная трубная наклонная
 РВС - резервуар
 НВП - насос внешней перекачки

Рисунок 10.24 - Схема подготовки на УПСВ-2.

Водонефтяная газосодержащая эмульсия с кустов скважин Западно-Полуденного месторождения и с УПСВ-3 поступает через входную гребенку объекта на площадку сепарации (УБС-6300, УСТН-1, УСТН-2). В поток поступающей эмульсии из БРХ-1(2) подается деэмульгатор для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии. С целью снижения пульсаций входной поток подается в депульсатор УБС-6300. В УБС-6300 происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости, дополнительное отделение капельной жидкости от газа осуществляется в каплеотбойнике, смонтированном в верхней части аппарата. Водонефтяная эмульсия отводится из УБС-6300 на вход в УСТН –1 и УСТН-2. Туда же подается сеноманская вода для разгазирования. В УСТН происходит отделение остаточного газа от жидкости. Дренирование сепарационного оборудования производится в ЕП. Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк (с УСТН-1 в РВС-2000 №1, с УСТН-2 в РВС-2000 №2), где происходит отделение воды от нефти.

Из РВС-2000 нефть с остаточным содержанием воды с нефтезаборного стояка высотой 8м идет на прием насосов внешней откачки нефти ЦНС 180х340 и через узел учета нефти (УУН) поступает в напорный нефтепровод

«УПСВ-2 – УПН «Малореченская». Дренирование оборудования узла учета нефти и насосного блока производится в ЕП-1.

Подтоварная вода из РВС идет на приём насосов Д-320Х50 в насосную перекачки подтоварной воды (подпорный блок) и, далее на БКНС-11.

С верхней части УБС-6300 отделившийся попутный нефтяной газ попадает в сепаратор газа (ГС), в котором происходит отделение капельной жидкости от потока газа. После ГС газ поступает на узел учета газа (УУГ), затем в расширительную камеру, где происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая отводится в ЕП-5. Туда же отводится капельная жидкость, осевшая в системе факела высокого давления. Давление газа на выходе с УПСВ-2 должно быть не менее $2,2 \text{ кгс/см}^2$.

Далее возможны два варианта подачи газа:

- 1) подача газа на ГТЭС (газотурбинную электростанцию);
- 2) подача газа на ФВД (факел высокого давления);

Аналогичная схема подготовки продукции реализована и на УПСВ-3, которая предназначена для:

- Обеспечения непрерывного приёма продукции скважин «Западно-Полуденного» месторождения;
- Обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 1,0 – 5,0 % и откачки её либо на УПСВ-2, либо на УПН «Малореченская»;
- Отделения и утилизации газа первой и второй ступени сепарации;
- Очистки пластовой воды от остаточного содержания нефти, механических примесей и подачи её на БКНС-12 для закачки в систему ППД.
- Учета нефти, газа и воды.

Проектная производительность – $2496,6 \text{ тыс. м}^3/\text{год}$ по жидкости.

Подготовленная нефть с остаточным содержанием воды до 1-1,5 % перекачивается насосами ЦНС 105х294 (Н №1, Н №2, Н №3) через узел учёта нефти в нефтепровод УПСВ-3 – УПСВ-2. Подтоварная вода из РВС-

1000 поступает на прием агрегатов БКНС-12. Возможна резервная схема работы (в режиме ДНС).

В связи с ростом объема добычи жидкости потребуются дополнить УПСВ-3 одним РВС-1000, а УПСВ-2 одним РВС-1000. С учетом имеющихся резервных сепарационных мощностей (НГС-40 и ОГ-200) и высокого качества сепарации в настоящее время (в соответствии с регламентом УПСВ остаточная обводненность - до 1,5 %) дополнительного сепаратора не потребуется. Но на непродолжительный период пика добычи можно задействовать резервные мощности. Даже при повышении обводненности до 5 - 7 % подготовка на УПН Малореченская обеспечит товарную кондицию нефти.

С учетом дальнего расстояния, высокой температуры застывания нефти и высокого содержания АСПВ рекомендуется для обеспечения транспорта до Малореченской УПН в холодный сезон пропускать часть нефти по байпасной линии через подогреватель ППТ-0,63, установленный на выходе УПСВ, чтобы подогреть весь объем до 28-30 °С. Это позволит стабилизировать режим перекачки и утилизировать до 0,66 млн. м³/год попутного газа.

Профиль-дизайны УПСВ-2,3 приведены в п.10.7 на рисунках 10.37-38. Текущей производительности УПСВ не достаточно для подготовки всего объема добываемой продукции. Потребуется расширение УПСВ-2 в 2016 году и УПСВ-3 в 2018 году.

Обезвоженная нефть по нефтепроводу Ø325x8 мм протяженностью 26,6 км с переходом в нефтепровод Ø377x8 мм протяженностью 14,8 км поступает на УПН Малореченского месторождения.

Окончательная подготовка нефти Западно-Полуденного месторождения.

Подготовленная нефть на УПСВ 2,3 с **Западно-Полуденного включая и другие месторождения** до требований ГОСТ 2477-65 обезвоженная нефть по нефтепроводу Ø325x8 мм протяженностью 26.6 км с переходом в нефтепровод Ø377x8 мм протяженностью 14.8 км поступает на УПН

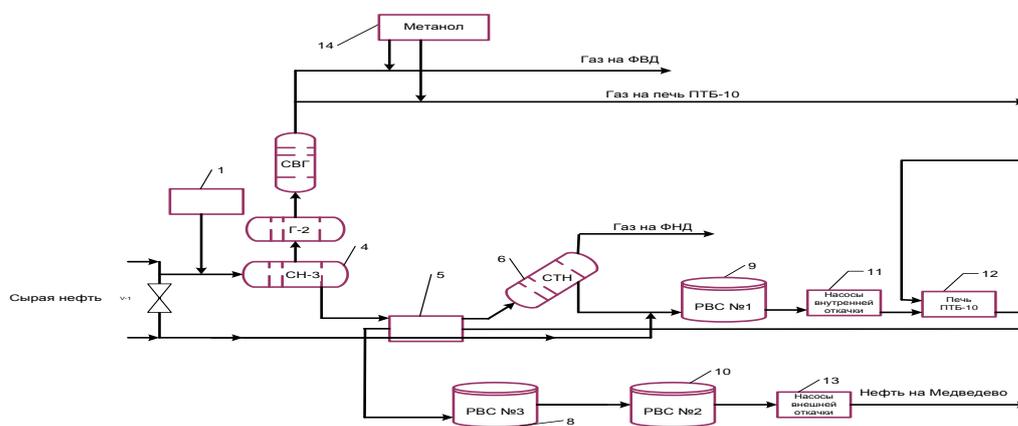
Малореченского месторождения для дальнейшей подготовки. Подготовка включает деэмульгирование, обезвоживание и обессоливание нефти термохимическим способом и откачку нефти в товарные резервуары. Подготовка нефти обеспечивает качество ее по первой группе в соответствии с ГОСТ Р 58558 2002. При необходимости нефть направляется на повторную обработку. Кондиционная нефть передается на НПС «Медведево» магистрального нефтепровода АК «Транснефть». Установка подготовки нефти (УПН) Малореченского месторождения предназначена для:

- Подготовка нефти с доведением её показателей качества для товарно-коммерческих операций приёма-сдачи нефти
- Обеспечения непрерывного приёма продукции скважин «Малореченского» месторождения.
- Обеспечения непрерывного приёма продукции УПСВ-2, УПСВ-3 «Западно-полуденного» месторождения
- Очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи её на БКНС для закачки в систему ППД.
- Учёта нефти сжигание газов аварийного сброса УПН на факельных системах высокого и низкого давлений.

Дополнительную очистку газа 1-ой ступени сепарации от капельной влаги для использования на собственные нужды (котельная).

На УПН Малореченского месторождения проходят совместную подготовку нефти Полуденного и Малореченского месторождений. При этом проектная мощность установки составляет 8640 м³/сут по жидкости и 3715 м³/сут по нефти, а загрузка мощностей, в соответствии с бизнес-планом АО «Томскнефть» ВНК на 2009 - 2013 г. составляет 50 %. Скважинная жидкость с кустов Малореченского месторождения под устьевым давлением через замерные установки поступает на УПН. Установка подготовки нефти имеет в своем составе нефтяной сепаратор (НС) I –й ступени сепарации объемом 50 м³.

Вторая (концевая) ступень сепарации осуществляется на установке трубной наклонной (УСТН), откуда эмульсия совместно с продукцией УПСВ Полуденного и Западно-Полуденного поступает в сырьевой резервуар (РВС) объемом 3000 м³. Схема подготовки нефти на УПН Малореченского месторождения риведена на рисунке 10.26.



БРХ- Блок реагентного хозяйства, СН – нефтяной сепаратор, СГ – сепаратор газовый, СВГ – Сепаратор газовый вертикальный, УСТН – установка сепарационная – наклонная, УУГ – узел учета газа, УУН – узел учета нефти.

Рисунок 10.26 - Принципиальная схема действующей УПН Малореченского месторождения.

Обезвоженная, до 2-5 %, нефть, насосами внутренней откачки через печь нагрева ПТБ-10 подается в технологический (РВС-3000м³), а затем товарный (3000 м³) резервуары для глубокого обезвоживания. Вся товарная нефть, насосами внешней откачки транспортируется по напорному трубопроводу диаметром 377 мм на НПС «Медведово».

2012 г. составляет 88 ед., действующий фонд – 73 скв. В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки максимальная закачка рабочего агента в объёме 7458 тыс. м³ ожидается в 2024 г. Действующий фонд нагнетательных скважин достигает максимума 108 ед. в 2025 г. По опыту эксплуатации скважин на месторождении приемистость скважин по пластам группы АВ достигает 580 м³/сут при забойном давлении нагнетания не более 30 МПа и устьевом давлении до 14 МПа. По пластам Ю₁ приемистость достигает 220 м³/сут при Рзаб до 35,5 МПа и Р_у до 12 МПа. При таких условиях гидравлические потери при движении воды по НКТ незначительны, требуемый напор будет определяться в основном гидростатическим напором столба жидкости, поэтому для скважин рекомендуется использование НКТ Ду 73 мм. Давление на БКНС-11 составляет 12,5 МПа, на БКНС-12 – 14,7 МПа. Расчетное максимальное давление на устье нагнетательной скважины даже при максимальной приемистости для пласта АВ₁, АВ₂ не превышает 14,0 МПа, для пластов Ю₁ на Западно – Полуденной площади – 12,0 МПа. Однако при этом следует учитывать, что проектный уровень Рзаб по пласту Ю₁ не достигается и Рзаб составляет около 35,5 МПа. Очевидно, повышенная приемистость объясняется наличием автоГРП. На Былинской площади для обеспечения проектного уровня Рзаб по пласту Ю₁ 40 МПа потребуется развить Р_у до 16,3 МПа. Вследствие отсутствия действующих скважин уточнение параметров нагнетания следует провести после бурения скважин.

Технологический комплекс сооружений ППД обеспечивает:

- Водозабор и сепарацию сеноманской воды, прием подтоварной воды с УПСВ;
- Смешение ее с подтоварной водой, поступающей с УПСВ;
- Насосную подачу смешанной воды на блоки гребенок (БГ);
- Замер расхода закачиваемой жидкости;
- Сброс газа на свечу рассеивания;

Подтоварная вода Полуденного месторождения сепарируется от нефти на УПСВ-3,2 и закачивается в пласт посредством БКНС-11,12.

На месторождении реализована герметизированная однострунная система сбора скважинной продукции. Продукция под устьевым давлением в многофазном состоянии направляется на УПСВ-3 и УПСВ-2, где происходит сепарация газа высокого давления (ГВД) и низкого давления (ГНД). Выделенный ГВД подается в систему газосбора для выработки электроэнергии на ГТЭС, или на факельную установку, а ГНД только на факельную установку.

Попутный нефтяной газ Полуденного месторождения содержит большое количество легких углеводородов (сумма метана и этана составляет 91,61 %). По своим физико-химическим свойствам газ соответствует ГОСТ 5542-87 в том числе и по области значений числа Воббе (высшего), которое должно находиться в диапазоне 41,2-54,5 МДж/м³. **Текущий уровень утилизации по итогам 2018 года достигает 95 % - за счет** использования на собственные нужды котельной и выработку электроэнергии. В настоящее время установленная мощность ГТЭС составляет 3х2,5 МВт. При этом в эксплуатации находятся два агрегата по 2,5 МВт, один в холодном резерве. Для обеспечения нормативного 95 % использования ПНГ на весь период разработки кроме эксплуатации имеющегося оборудования ГТЭС и УПН потребуется вывод из резерва одного уже имеющегося агрегата 2,5 МВт, это позволит поддерживать нормативные показатели использования газа на уровне 95 % на весь период разработки.

Снижение объема добываемого ПНГ после 2027 года потребует рассмотрения мероприятий по выводу части генерирующих мощностей, либо изысканию дополнительных ресурсов газа для обеспечения загрузки оборудования (например, поставка газа с соседних месторождений).

Объем ГНД незначительный, не более 4 %, поэтому дополнительные меры по его компримированию и вовлечению в поток ПНГ, направляемый на использование, не требуются.

Максимальный уровень добычи нефти на уровне 500 тыс. т в 2022 году и 7458 тыс. м³ по жидкости в 2024 г.

На рисунках 10.37-10.38 приведены профиль-дизайны действующих объектов подготовки нефти. Сопоставление прогнозных объемов добычи с производительностью оборудования показывает, что для выполнения проектных показателей потребуется расширение УПСВ-3 и УПСВ-2.

Для обеспечения проектных объемов закачки в систему ППД на Западно-Полуденной площади достаточно 4 скважин, из эксплуатационного фонда, существующего на месторождении. На Былинской площади потребуется строительство 2 водозаборных скважин (1 рабочая + 1 резервная). На Полуденной площади потребуется перевод 2 скважин куста 1 на воду, в дополнение к эксплуатирующейся скважине № 106.

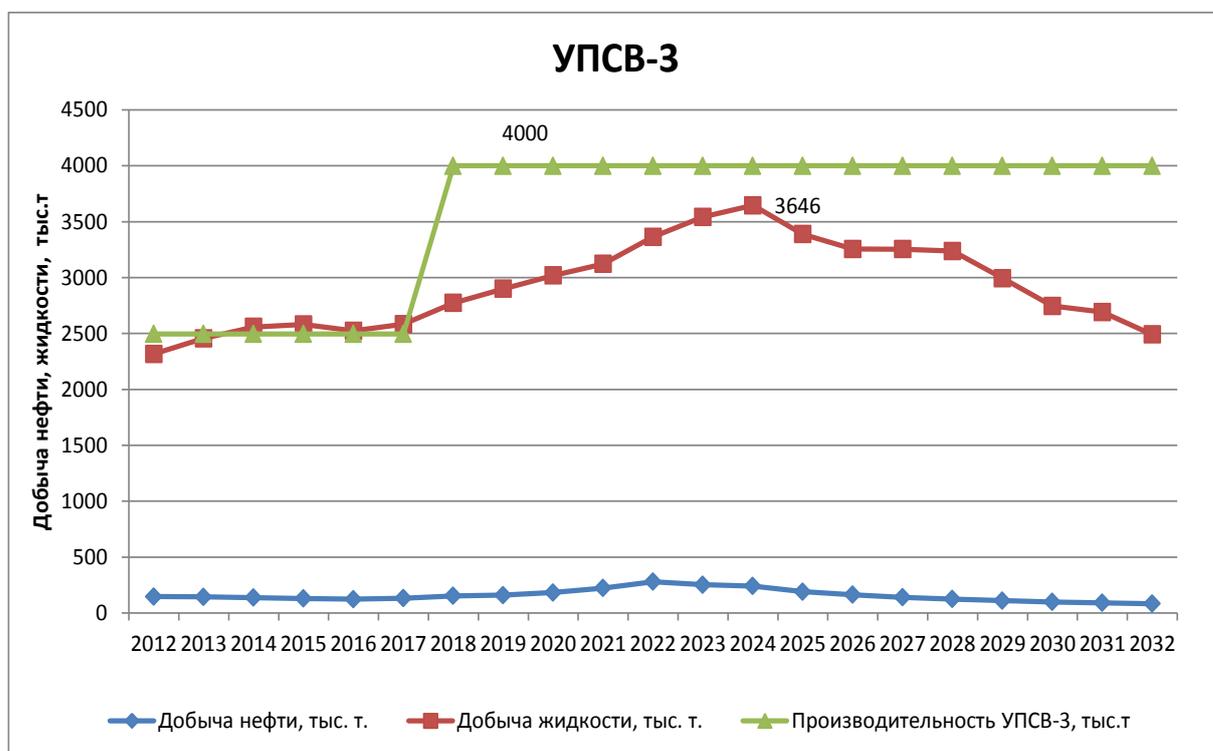


Рисунок 10.37 - Профиль-дизайн УПСВ-3.

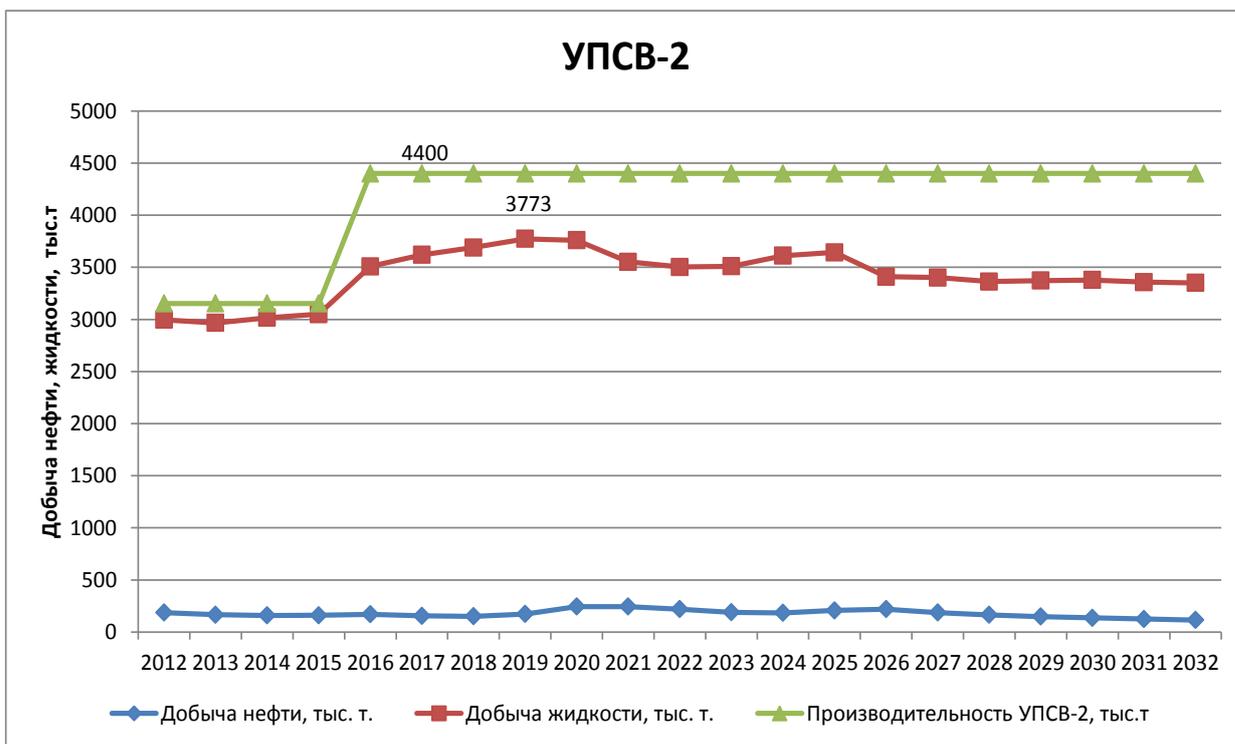


Рисунок 10.38 - Профиль-дизайн УПСВ-2.

3.2 Технологический процесс комплекса.

Фактическая производительность УПН Малореченского н.м.р по жидкости 4600 м³/сут, по нефти 1100 тонн/сут. Установка подготовки нефти Малореченского месторождения предназначена для: подготовки нефти с доведением её показателей качества для товарно-коммерческих операций приёма-сдачи нефти до 0,5% по содержанию воды в нефти; обеспечения непрерывного приёма продукции скважин «Малореченского» месторождения; обеспечения непрерывного приёма продукции УПСВ-2, УПСВ-3 «Западно-Полуденного» месторождения; очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи её на БКНС-6 для закачки в систему ППД; учёта нефти; отделения и утилизации газа первой и второй ступени сепарации; дополнительной очистки газа 1-ой ступени сепарации от капельной влаги для использования его в качестве топлива, применяемого в собственных нуждах (ПТБ-10; котельная). Капитальный ремонт проводится согласно графиков капитального ремонта АО «Томскнефть» ВНК отдельного оборудования, аппаратов, входящих в состав УПН, модернизация в целом объекта не проводилась.

подаётся нефтегазовый сепаратор СН-3 следующим образом: с кустов № 1,2,4,8,9 - через ЗКЛ №№ 22а, 27; с кустов № 3,5,6,7,11 - через ЗКЛ №№ 26а, 26, 24, 27. При этом ЗКЛ № 21 должна быть закрыта. С нижней части нефтегазового сепаратора, в котором происходит отделение газовой фазы от жидкости, водонефтяная эмульсия отводится через ЗКЛ № 35.

Уровень в СН-3 регулируется с помощью регулятора уровня прямого действия, исполнительным механизмом которого является клапан с электроприводом. При необходимости дренирование жидкости с СН-3 производится в ЕП-8 через ЗКЛ №32. Откачка ЕП-8 производится через ЗКЛ №48 в линию поступления нефти в РВС-1 с помощью насоса НВ 50/50. Для повышения эффективности разрушения эмульсионного слоя и гравитационного отстоя в технологии используются поверхностно активные вещества - деэмульгаторы. Деэмульгатор по импульсной линии из блока реагентного хозяйства (БРХ) подаётся в трубопровод поступления нефти перед сепарационным оборудованием.

После СН-3 жидкость с остаточным содержанием газа поступает в УСТН-2, где за счёт снижения давления и изменения направления потоков происходит отделение растворённого в нефти газа.

Газ через ЗКЛ №№ 41,43,СИКГ ФНД задвижки № 296, 293 (байпасная линия задвижка № 297), 117, 116, 119, 118 поступает на факел низкого давления, где сжигается. Капельная жидкость, осевшая в конденсатосборнике (КС) факельного коллектора низкого давления, дренируется в ЕП-3 через ЗКЛ №115. Откачка ЕП-3 производится через ЗКЛ №243, 243а, 243 с помощью насоса НВ 50/50 в автоцистерну. В случае необходимости дренирование жидкости, находящейся в УСТН-2, производится через ЗКЛ № 49 в ЕП-8.

Так же водонефтяная эмульсия через ЗКЛ №№35,18, 23, 44 с Полуденного месторождения, при этом ЗКЛ № 255,16, должны быть закрыты, поступает в РВС -2000 №1 через задвижки № 51/1, 207 (задвижки № 216, 217 закрыты)

При необходимости можно ввести в работу УСТН-1 для снижения давления и изменения направления потоков происходит отделение растворённого в нефти газа. Газ через ЗКЛ №9, СИКГ ФНД задвижки № 296, 293 (байпасная линия задвижка № 297), 117, 116, 119, 118 поступает на факел низкого давления, где сжигается. Капельная жидкость, осевшая в конденсатосборнике (КС) факельного коллектора низкого давления, дренируется в ЕП-3 через ЗКЛ №115. Откачка ЕП-3 производится через ЗКЛ №243, 243а, 243 с помощью насоса НВ 50/50 в автоцистерну. В случае необходимости дренирование жидкости, находящейся в УСТН-2, производится через ЗКЛ № 10 в ЕП-8.

Водонефтяная эмульсия с УСТН-2 через ЗКЛ № 45, 51/1, 207 , при этом задвижка № 20 должна быть закрыта (и с УСТН-1 через ЗКЛ №№16,44, если в работе) поступает в нефтепровод «УСТН-2 - РВС-1 или РВС-4», где смешивается с нефтью, поступающей с УПСВ-2 Западно-Полуденного месторождения через ЗКЛ №№35,18,23,44. Далее объединённый поток через ЗКЛ № 207 поступает в сырьевой резервуар РВС-2000 №1.

Попутный нефтяной газ с верхней части СН-3 через ЗКЛ №№ 33,34,50,200 поступает в газовый сепаратор СГ-2, где за счёт снижения давления происходит отделение капельной жидкости, содержащейся в попутном газе (жидкость, осевшая в СГ-2 периодически дренируется в ЕП-8 через ЗКЛ № 124). Газ с верхней части сепаратора СГ-2 через ЗКЛ №№ 113, 167 поступает в сепаратор газа СГ-1, (при этом задвижка № 100 должна быть закрыта) в котором происходит дополнительное отделение механических примесей и капельной жидкости от попутного нефтяного газа. Дренирование жидких углеводородных фракций, отделившихся в СГ-1, производится в ЕП-8 через ЗКЛ №102. Затем газ через ЗКЛ №№ 103, 107, 108, 232 поступает в вертикальный газовый сепаратор СВГ-5, где подвергается окончательной очистке от жидкости, которая периодически дренируется в ЕП-6 через ЗКЛ № 235 или 234. Откачка ЕП-6 производится с помощью насоса НВ 50/50 через ЗКЛ №236, в автоцистерну.

С целью поддержания требуемого давления на 1-ой ступени сепарации и в газовой линии, часть потока газа через ЗКЛ № 109, СИКГ ФВД задвижки № 299,301 (или байпас 302) поступает на факел высокого давления и сжигается.

Поток газа после СВГ-5 через задвижки № 231, проходя через конденсатосборник (КС), поступает через задвижки № 108а,152,155 в ГРП и на котельную через задвижки №231, 308, 311 (байпасная линия задвижка № 312) СИКГ на котельную. Газ с ГРП через редуцирующее устройство (РДУК) и через ЗКЛ № 172, 172а, СИКГ ПТБ-10 задвижки № 303, 306 (байпасная линия задвижка № 307) поступает в ГРУ ПТБ-10, где используется в качестве топливного газа. Или через задвижки №157 в ГРШ ПП-0,63 и используется для сжигания, и обогрева промежуточного теплоносителя.

Для поступления газа в газорегуляторный пункт ГРП, минуя СВГ-5, предусмотрена байпасная линия – ЗКЛ № 233.

Обогрев змеевиков ПТБ-10 осуществляется дымовыми газами. Обогрев змеевиков ПП-0,63 происходит промежуточным теплоносителем (пресная вода), которая нагревается за счет сжигания газа на газовой горелке ПП-0,63.

Аварийный сброс газа с СН-1, СН-3, СГ-1, СГ-2, СВГ-5, ГРП, ГРУ производится путём подрыва СППК в газовую линию низкого давления.

В сырьевом резервуаре РВС-2000 №1 под действием реагента-деэмульгатора и за счёт гравитационного отстоя, происходит отделение воды от нефти (деэмульсация).

Нефть с сырьевого резервуара РВС-2000 №1 со стояка высотой 7,5м (либо 6м) через ЗКЛ №№58(57),61,62 поступает на приём насосов внутренней перекачки Н-1(Н-2), с нагнетания которых с давлением 3,0-8,0 кг/см² через ЗКЛ №№62(63),183 поступает в печь трубную блочную (ПТБ-10), где производится нагрев водонефтяной смеси до температуры 40-70⁰ С. Подогрев нефти обеспечивает повышение эффективности работы реагента,

что в конечном итоге способствует интенсификации процесса отделения водяной фазы от нефтяной.

При работе ПП-0,63 нефть поступает на приём насосов внутренней перекачки Н-1(Н-2), с нагнетания которых с давлением $1,0-6,0 \text{ кг/см}^2$ через ЗКЛ №№62(63),124, 156 (при этом задвижка №42 должна быть закрыта) поступает в путевой подогреватель, где производится нагрев водонефтяной смеси до температуры $40-70^0 \text{ С}$. Подогрев нефти обеспечивает повышение эффективности работы реагента, что в конечном итоге способствует интенсификации процесса отделения водяной фазы от нефтяной.

Подогретая нефть из ПТБ-10 через ЗКЛ №183б,183а, 190,188 (при этом задвижка 289а должна быть закрыта) поступает в технологический резервуар РВС-3000 №3, в котором осуществляется дополнительный отстой подтоварной воды. Из РВС-№3 нефть со стояка высотой 8м через ЗКЛ № 192, (со стояка высотой 6м через ЗКЛ № 192а) №203 за счёт гидростатического давления столба жидкости самотёком поступает в резервуар товарной нефти РВС-2000 №2.

При работе ПП-0,63 нефть через задвижку № 156, 289, 190, 188 (задвижка № 42 закрыта) поступает в технологический резервуар РВС-3000 №3, в котором осуществляется дополнительный отстой подтоварной воды. Из РВС-№3 нефть со стояка высотой 8м через ЗКЛ № 192, (со стояка высотой 6м через ЗКЛ № 192а) №203 за счёт гидростатического давления столба жидкости самотёком поступает в резервуар товарной нефти РВС-2000 №2.

Из РВС-2000 №2 товарная нефть через ЗКЛ № 66-стояк 7,5 м (либо ЗКЛ№ 67-стояк 4 м) поступает на приём насосов внешней перекачки Н-3,4,5, и с давлением $10-17 \text{ кг/см}^2$, пройдя узел учёта нефти УПН «Малореченская», через ЗКЛ №№ 284, 39 поступает в нефтепровод УПН «Малореченская» - НПС «Медведево».

Подтоварная вода с РВС №1 через ЗКЛ№№ 208, 208а (с РВС № 3 через ЗКЛ №№ 193, 210) №72а отводится в РВС БКНС-6 Малореченского

месторождения. В случае, когда сброс подтоварной воды в водяной РВС БКНС-6 затруднён (за счет гидростатического давления столба жидкости), её подача на БКНС-6 осуществляется при помощи насосов перекачки подтоварной воды НВ-1, НВ-2 (ЗКЛ №72а – закрыта).

По мере необходимости производится дренирование резервуара товарной нефти РВС-2000 №2 с уровня 0,5 м от днища РВС через задвижку №68. В случае если в РВС накопилась подтоварная вода или нефть с высокой степенью обводнённости, то через ЗКЛ №№ 206,205 откачивается насосами Н-1,2 (60, 61, 62, 63), с нагнетания которых нефть поступает в ПТБ-10 чрез задвижку № 42, 183, на выходе с ПТБ-10 задвижки № 183б, 183а, 182, а затем через ЗКЛ №№ 190, 188 – в РВС № 3. По мере необходимости можно переводить поступление с ПТБ-10 в РВС №1 (через задвижки № 218,217, 207), в РВС № 4 (через задвижки № 218, 221).

3.3. Описание технологического процесса и технологической схемы НПС

Назначение НПС

Нефтеперекачивающая станция предназначена для: проведения приёмо-сдаточных операций согласно «Инструкции по эксплуатации системы измерений количества и показателя качества нефти № 571» , ГОСТ-51858-2002;

- обеспечения непрерывного приёма продукции УПН «Малореченская»;
- перекачки нефти из товарных резервуаров в магистральный нефтепровод;
- учёта нефти.

Генеральный проектировщик АО «ТомскНИПИнефть» ВНК

Год ввода в эксплуатацию – 2004г.

Основная схема работы

Нефть на НПС «Медведево» поступает с УПН «Малореченская» по напорному нефтепроводу «УПН «Малореченская» - НПС «Медведево»

D=377x7 (либо D=219x6). Наполнение резервуаров осуществляется поочередно в связи с необходимостью осуществления приёмо-сдаточных операций порезервуарной сдачи нефти.

При поступлении нефти на объект по напорному нефтепроводу D=377x7 наполнение резервуаров производится следующим образом:

- РВС№1 - через ЗКЛ №№ 2,1,3,6;
- РВС№2 - через ЗКЛ №№ 2,1,4,8;
- РВС№3 - через ЗКЛ №№ 43,44,37.

При откачке нефти с УПН «Малореченская» на НПС «Медведево» по напорному нефтепроводу D=219x6 наполнение резервуаров производится следующим образом:

- РВС№1 - через ЗКЛ №№ 1,3,6;
- РВС№2 - через ЗКЛ №№ 1,4,7;
- РВС№3 – через ЗКЛ №№ 2,43,44,37.

Нефть из РВС №1 через ЗКЛ № 9 (стояк высотой 1940мм); РВС №2 – ЗКЛ № 36(стояк 1980мм); РВС №3 – ЗКЛ № 39 (стояк высотой H=2795 мм), ЗКЛ №42 самотёком через ЗКЛ №60 по всасывающему трубопроводу поступает на вход насосных агрегатов:

- ЗКЛ № 61-на вход ЦНС 180-425 №1;
- ЗКЛ № 62-на вход ЦНС 180-425 №2;
- ЗКЛ № 63-на вход ЦНС 300-480 №3;
- ЗКЛ № 64-на вход ЦНС 180-425 №4.

На всасывающих трубопроводах установлены сетчатые фильтры удаления механических примесей из потока поступающей нефти.

Разгрузка гидропята насосов выполнена на всасывающий трубопровод ЦНС №1 (задвижка №100), ЦНС №2 (задвижка №101), ЦНС№3 (задвижка № 102), ЦНС № 4(задвижка № 103).

Утечки с сальниковых уплотнений насосных агрегатов проходят через ЗКЛ № 84 (ЦНС №1), ЗКЛ № 85 (ЦНС №2), ЗКЛ №86 (ЦНС №3), ЗКЛ № 87 (ЦНС №4) отводятся в ЕП №4 $V=12,5\text{м}^3$. Так же в ЕП №4 производится

дренирование полости всасывающего трубопровода насосных агрегатов, трубопроводы БИЛ, трубопроводы площадки регуляторов давления, фильтра и нагнетательного трубопровода. Откачка ЕП№4 производится через ЗКЛ№96 путём включения вручную насоса НВ 50/50, на приём насосов Н-1,2,3,4.

Система автоматизации насосного блока позволяет вести контроль параметров работы насосных агрегатов: давления на приеме, на нагнетании, контроль температуры подшипников и сальниковых уплотнений, расход нефти через линию разгрузки гидропята.

Для постоянного режима откачки используется один из насосных агрегатов ЦНС 180-425, для максимального режима откачки насосный агрегат ЦНС 300-480 №3.

Нефть по нагнетательному трубопроводу через электроприводные ЗКЛ № 65 (ЦНС №1) ЗКЛ № 66 (ЦНС №2), ЗКЛ № 67 (ЦНС №3), ЗКЛ № 68 (ЦНС №4) подается на площадку регуляторов давления, которые обеспечивают регулирование давления в необходимых пределах (максимально допустимое давление в напорном нефтепроводе $28,9 \text{ кгс/см}^2$). Откачка нефти ведется по одной из линий площадки регуляторов давлений:

- 1) через ЗКЛ № 69,71;
- 2) через ЗКЛ №70,72.

Возможен вариант откачки нефти минуя площадку регуляторов давлений по байпасной линии через ЗКЛ №73. После площадки регуляторов давления установлены СППК, которые настроены на срабатывание от превышения давления на коммерческом узле учета нефти 39 кгс/см^2 . Аварийный сброс нефти осуществляется в ЕП№7 $V=63,0\text{м}^3$. Откуда через электроприводную задвижку №104 откачивается на прием агрегатов. Аварийный сброс может осуществляться через задвижку 105, минуя ЕП-7 на прием магистральных агрегатов.

После площадки регуляторов давления через ЗКЛ №74,75 нефть поступает в коммерческий узел учета нефти, предназначенный для

определения количества и качества нефти. Технологические особенности и порядок эксплуатации, нормы технологического режима комплекса СИКН №571 отражены в «Инструкции по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти № 571 АО «Томскнефть» ВНК на ПСП «Медведево».

После СИКН нефть по напорному нефтепроводу через ЗКЛ № 78,79, 26, 16, 17, 37/11 поступает на 37-й км магистрального нефтепровода «Александровское - Анжеро-Судженск».

Резервная схема работы

Нефть на НПС «Медведево» поступает с УПН «Малореченская» по напорному нефтепроводу «УПН «Малореченская» - НПС «Медведево» D=377x7 (либо D=219x6). Наполнение резервуаров осуществляется поочередно в связи с необходимостью осуществления приёмо-сдаточных операций порезервуарной сдачи нефти.

При поступлении нефти на объект по напорному нефтепроводу D=377x7 наполнение резервуаров производится следующим образом:

- РВС№1 - через ЗКЛ №№ 2,1,3,6;
- РВС№2 - через ЗКЛ №№ 2,1,4,8;
- РВС№3 - через ЗКЛ №№ 43,44,37.

При откачке нефти с УПН «Малореченская» на НПС «Медведево» по напорному нефтепроводу D=219x6 наполнение резервуаров производится следующим образом:

- РВС№1 - через ЗКЛ №№ 1,3,6;
- РВС№2 - через ЗКЛ №№ 1,4,8;
- РВС№3 – через ЗКЛ №№ 2,43,44,37.

При достижении уровня 10м 50 см поступление нефти переводится в другой резервуар. Наполненный резервуар останавливают для отстоя в течение 2-х часов содержащейся в нефти подтоварной воды. При необходимости, во время отстоя, производится дренирование водонефтяной

эмульсии. Дренирование РВС №1 через ЗКЛ №29 и РВС №2 ЗКЛ №32 осуществляется в ЕП-2.

Из РВС№3 дренируемая водонефтяная эмульсия через ЗКЛ №№ 40 , поступает в ЕП-3. Откачка ЕП-2 и ЕП-3 производится через ЗКЛ №№ 49,50,48,51 путём включения вручную насоса НВ 50/50, в автоцистерну и вывозится на УПН «Малореченская». Нефть, при соответствии показателей качества требованиям нормативных документов, из РВС №1 – через ЗКЛ № 35, 60; РВС №2 – через ЗКЛ № 36,60; РВС №3 – через ЗКЛ №38, 42, 60 по всасывающему трубопроводу поступает на вход насосных агрегатов:

- ЗКЛ № 61-на вход ЦНС 180-425 №1;
- ЗКЛ № 62-на вход ЦНС 180-425 №2;
- ЗКЛ № 63-на вход ЦНС 300-480 №3;
- ЗКЛ № 64-на вход ЦНС 180-425 №4.

На всасывающих трубопроводах установлены сетчатые фильтры удаления механических примесей из потока поступающей нефти.

Разгрузка гидропята насосов выполнена на всасывающий трубопровод.

Утечки с сальниковых уплотнений насосных агрегатов через ЗКЛ № 84 (ЦНС №1), ЗКЛ № 85 (ЦНС №2), ЗКЛ №86 (ЦНС №3), ЗКЛ № 87 (ЦНС №4) отводятся в ЕП №4 $V=12,5\text{м}^3$. Так же в ЕП №4 производится дренирование полости всасывающего трубопровода, фильтра и нагнетательного трубопровода, дренирование трубопроводов коммерческого узла учета нефти, трубопроводов площадки регуляторов давления.

Система автоматизации насосного блока позволяет вести контроль параметров работы насосных агрегатов: давления на приеме, на нагнетании, контроль температуры подшипников и сальниковых уплотнений, расход нефти через линию разгрузки гидропята..

Для постоянного режима откачки используется один из насосных агрегатов ЦНС 180-425, для максимального режима откачки насосный агрегат ЦНС 300-480 №3.

Нефть по нагнетательному трубопроводу через электроприводные ЗКЛ № 65 (ЦНС №1) ЗКЛ № 66 (ЦНС №2), ЗКЛ № 67 (ЦНС №3), ЗКЛ № 68 (ЦНС №4) подается на площадку регуляторов давления, которые обеспечивают регулирование давления в необходимых пределах (максимально допустимое давление в напорном нефтепроводе $38,9 \text{ кгс/см}^2$). После площадки регуляторов давления установлены СППК, которые настроены на срабатывание от превышения давления на коммерческом узле учета нефти 39 кгс/см^2 . Аварийный сброс нефти осуществляется в ЕП №7 $V=63,0\text{м}^3$. Откуда через электроприводную задвижку №104 откачивается на прием агрегатов. Аварийный сброс может осуществляться через задвижку 105, минуя ЕП-7 на прием агрегатов.

Откачка нефти ведется по одной из линий площадки регуляторов давлений:

3) через ЗКЛ № 69,71;

4) через ЗКЛ №70,72.

Возможен вариант откачки нефти минуя площадку регуляторов давлений по байпасной линии через ЗКЛ №73.

После площадки регуляторов давления через ЗКЛ № 74,76,77,79,26,16,17,37/11 поступает на 37-й км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск».

3.4 Внедрение устройства для размыва донных отложений.

Назначение.

В процессе эксплуатации технологического оборудования на производственных объектах УПН и Г, УЭТ и УППД, УДНГ на внутренних поверхностях оборудования образуются солеотложения, оседают парафинистые, асфальтосмолистые соединения, выделяющиеся из нефти в результате перепада давления, изменения температурного режима, образуя нефтешламы, которые затрудняют соблюдение технологических регламентов.

Нефтешламы (Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти и нефтепродуктов), согласно паспорту опасного отхода (ПОО), относятся к **3** классу опасности.

Нефтяной шлам- это продукт, который образуется при переработке, транспортировке и добычи нефти. Для обеспечения качественной работы РВС рекомендуется проводить осмотры, зачистки, ремонты РВС. Качество проведенной зачистки напрямую связано с качеством товарной нефти, ее соответствии с ГОСТ. Большую роль играет на ухудшение качества продукта нефтяной шлам, донные отложения. Как следствие процесс перекачки и транспортировки усложняется до устранения причин ухудшения качества продукции.

На НПС "Медведево" осмотры, ремонт, зачистка резервуаров производится согласно ГОСТ 1510-84. Работы по ремонту, осмотру и зачистке выполняют подрядчики, что требует экономических затрат.

Основные этапы работ зачистки резервуара:

1. подготовка площадки проведения работ.
2. Вскрытие люков резервуаров хранения.
3. Дегазация РВС хранения(обеспечение взрывобезопасности, пожароопасности)
4. Откачка чистого продукта с возвратом в систему закачки.
5. Удаление жидкого осадка.
6. Ручная очистка днища резервуара и уторного угла.
7. Загрузка в контейнеры или в вакуум-погрузчик собранного шлама.
8. Размещение шлама на лицензированном предприятии.
9. Уторка площадок проведения работ и вывоз оборудования.

Вопрос ремонта и зачистки резервуара можно упростить и минимизировать затраты предприятия, предприняв профилактические меры.

Как профилактику зачистки резервуара можно рассмотреть установку устройства для размыва донных отложений "Тайфун 20/24".

«Тайфун 20/24» используется для удаления и предотвращения образования ненужных отложений.

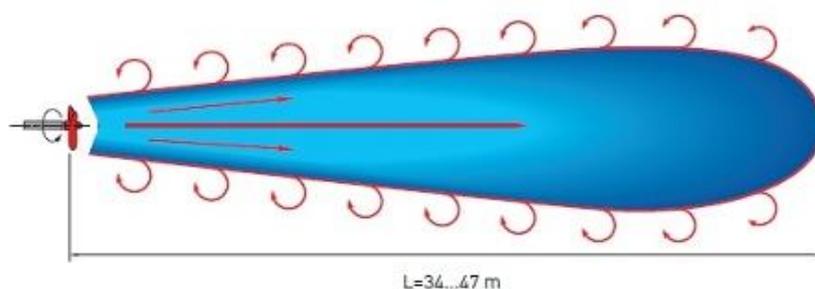
Данное устройство предназначено для размыва донных отложений и их предотвращения. За счет возможности быстрого и интенсивного перемешивания товарной жидкости с помощью направленного потока нефти (который меняет свое направления и соответственно перемешивает нефтепродукты), «Тайфун» можно применять для исключения разложения нефти на тяжелые и легкие фракции, что позволяет поставлять и транспортировать нефть потребителю без изменения товарных свойств продукта.

Высокая надежность обеспечивается за счет использования защитных устройств и антикоррозионных материалов. «Тайфун» монтируется в нижнем поясе резервуара на крышке технологического люка.

Устройства выпускаются во взрывозащищенном исполнении для эксплуатации во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 ГОСТ Р 51330.9 с высокой возможностью образования паро- и газоздушных взрывоопасных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4.

Устройство и принцип работы.

Принцип работы изделий заключается в образовании направленной затопленной струи нефти или нефтепродукта, создаваемой пропеллером при его возвратно-угловом движении над днищем резервуара. Это обеспечивает процесс перемешивания, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.



Продольное сечение струи жидкости создаваемой устройством «ТАЙФУН».

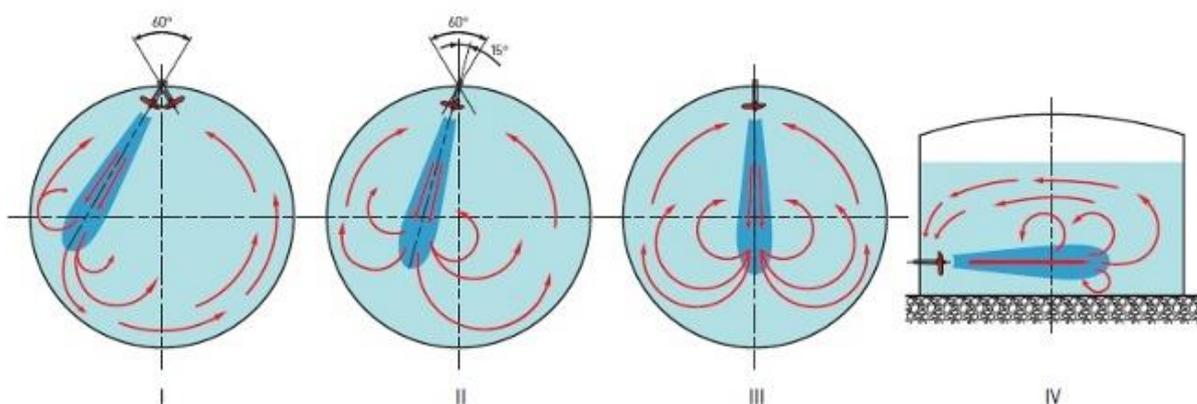


Схема направления потоков жидкости в резервуаре при работе устройства «ТАЙФУН».

Специальный винт, входящий в конструкцию устройства Тайфун 20/24 создает струю нефти, которая может иметь разную геометрию расхождения по резервуару. Это зависит от крутящего момента и конструкции винта струя нефти (нефтепродуктов) получается либо короткая расходящаяся с большой опорной площадью и небольшой скоростью, либо длинная узконаправленная малого поперечного сечения с относительно большой скоростью потока. Скорость, длина и зона досягаемости струи нефти влияют на эффективность разрушения осадков и донных отложений.

Использование в устройствах Тайфун 20 и Тайфун 24 волновых редукторов с промежуточными телами качения из коррозионно стойких видов стали обеспечивают надежность долговечность эксплуатации.

В технологический процесс размыва и удаления донных отложений из резервуаров (промышленных емкостей) входят откачка нефти (нефтепродуктов) из резервуара ниже уровня люк-лаза ЛЛ, монтаж устройства Тайфун 20/24 на крышке люк-лаза ЛЛ, заполнение резервуара

(промышленной емкости) до уровня не ниже 3 метров, размыв донных отложений и осадков, откачивание в нефтепроводные магистрали размывших и гомогенизированных в нефти (нефтепродуктах) донных отложений, и наконец, контроль всего процесса размыва донных отложений.

Устройство размыва донных отложений Тайфун 20/24 легко устанавливается на штатной крышке люк-лаза ЛЛ путем монтажа на него присоединительных комплектующих.

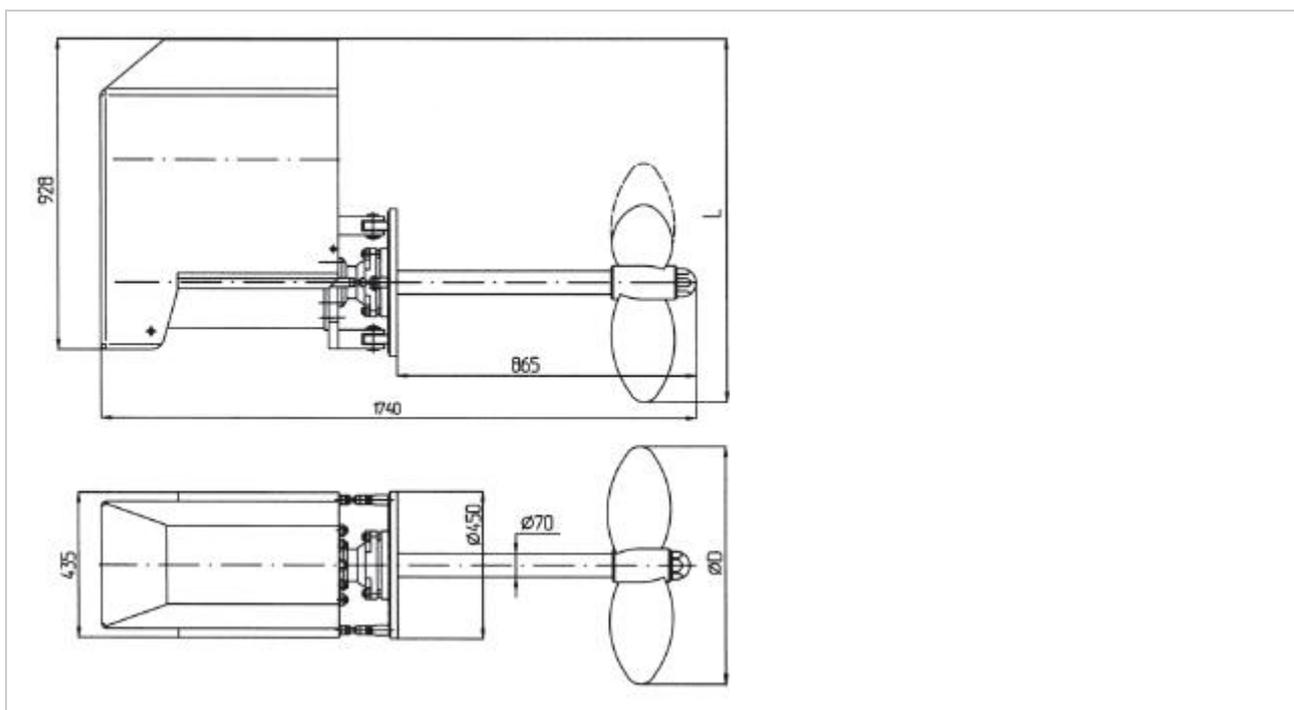
Высокая надежность и долговечность устройства обеспечены за счет применения в конструкции волновых редукторов с промежуточными телами качения из коррозионно-стойких сталей.

Для высоковязких видов нефти вязкостью более 40 сСт выпускаются по спецзаказу устройства без изменения общепромышленной стоимости.

Рекомендуемое количество устройств серии «Тайфун» на резервуары разного объема:

- РВС-1000 — «Тайфун-20» 1 шт.;
- РВС-10000 — «Тайфун-20» 1 шт.;
- РВС-50000 — «Тайфун-24» 2 шт.
- РВС-5000 — «Тайфун-20» 1 шт.;
- РВС-20000 — «Тайфун-24» 1 шт.;
- РВС-75000 — «Тайфун-24» 3 шт.

Сборка комплексного устройства производится без производства огневых работ.



Обозначение	D, мм	L, мм
Тайфун-24	600	1034
Тайфун-20	500	978

Рис. 1. Основные габаритные и присоединительные размеры

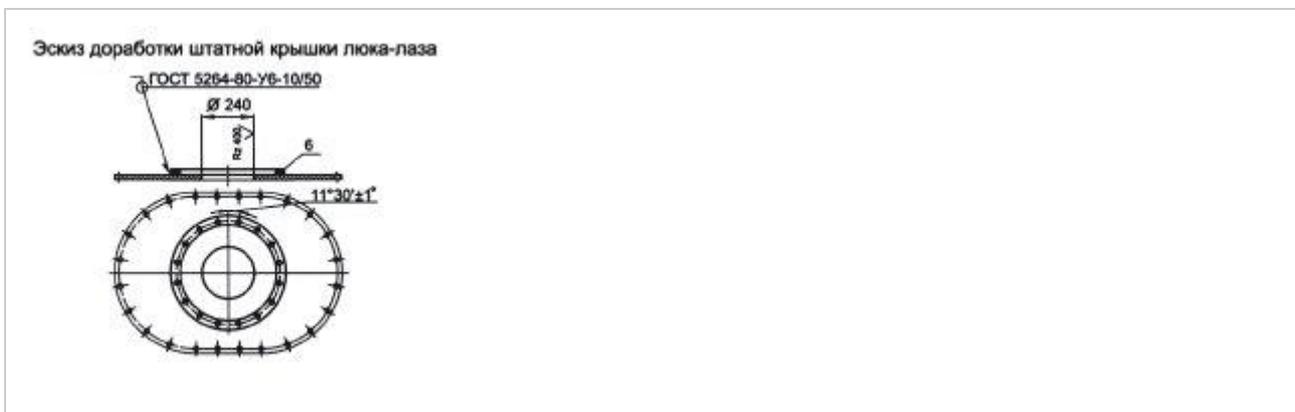
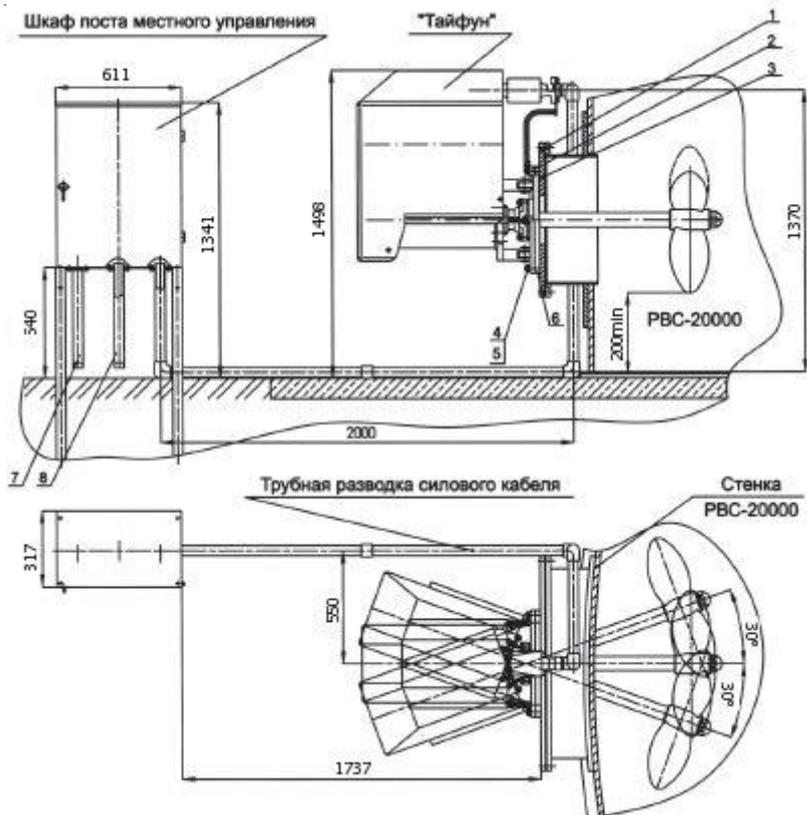


Рис. 2. Схема монтажа устройства «Тайфун» на крышку люка-лаза резервуара вертикального стального (PBC-20000):

1 — крышка люка-лаза, доработанная согласно эскизу; 2 — полукольцо – 2 шт.; 3 — прокладка; 4 — шпилька; 5 — гайка М20-7Н.5.019 ГОСТ5915-70; 6 — фланец; 7, 8 — вводы силового кабеля и кабеля управления

Технические характеристики

Обозначение	Тайфун-20	Тайфун-24
Маркировка взрывозащиты	1ExdПВТ4	1ExdПВТ4
Максимальный диаметр пропеллера, мм (дюйм)	500	600
Скорость вращения пропеллера, об/мин	690	690
Номинальная мощность (частота вращения) электродвигателя, кВт (об/мин)	15 (1500)	18,5 (1500)
Угол поворота вала пропеллера в горизонтальной плоскости, угл. град.	60	60
Время поворота вала пропеллера в пределах вышеуказанного угла, час	3,5	3,5
Класс вибрации по ГОСТ 16921	2,8	2,8
Максимальное давление, удерживаемое уплотнительными устройствами, МПа	0,22	0,22
Вязкость перемешиваемой жидкости, сСт, не более	42	40
Максимальная реактивная сила, приведенная к валу пропеллера, Н	3000	4200
Напряжение трехфазной питающей сети, В, частота 50 Гц $\pm 1\%$	3000	4200
Климатическое исполнение	УХЛ.1, У1, ТС	УХЛ.1, У1, ТС
Масса электропривода, кг	484	



4. Социальная ответственность.

Кратка характеристика объекта исследования.

Западно-Полуденное нефтяное месторождение открыто в 1984 году. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Добывает полезные ископаемые (Углеводороды, нефть), подготовка нефти на площадках УПСВ и УПН для транспортировки на НПС, для дальнейшей сдачи покупателю.

4.1.1 Правовые обеспечения безопасности.

В соответствии со ст. 15 Федерального закона «Об основах охраны труда в РФ», а также ст. 214 ТК РФ работник обязан:

соблюдать нормы, правила, инструкции по охране труда;
правильно применять коллективные и индивидуальные средства защиты;
проходить обучение, инструктаж по безопасным приемам труда, предварительные и периодические медицинские осмотры;
немедленно сообщать своему непосредственному руководителю о любом несчастном случае, произошедшем на производстве, о признаках профессионального заболевания, а также о ситуации, которая создает угрозу жизни и здоровью людей.

Кроме того, работники обязаны работать честно и добросовестно, выполнять распоряжения администрации, соблюдать требования охраны труда и правил внутреннего трудового распорядка организации.

За нарушение законодательных и иных нормативных актов об охране труда работники организаций могут привлекаться к дисциплинарной, а в соответствующих случаях – к материальной и уголовной ответственности в порядке, установленном законодательством РФ.

Федеральным законом «Об основах охраны труда в РФ», ст.14, а также ст. 212 ТК РФ регламентированы обязанности работодателя.

В первую очередь работодатель обязан соблюдать законодательство о труде и об охране труда, т. е. обеспечить:

режим труда и отдыха, соответствующий действующим нормам;
 обучение и инструктаж работников безопасным методам и приемам труда;
 предварительный (при поступлении на работу) и периодические
 (внеочередные) медицинские осмотры работников;
 выдачу специальной одежды, средств индивидуальной защиты, в том числе
 моющих и обезвреживающих средств;
 информирование работников об условиях труда с указанием их в трудовом
 договоре, а также полагающихся льгот и компенсаций за вредные условия
 труда, если они имеют место на рабочем месте, и др.

Рабочие места должны создаваться в соответствии (или приводиться в
 соответствие) с требованиями действующих правил, санитарных норм и
 других нормативных документов.

В процессе трудовой деятельности работодатель должен обеспечивать
 проведение аттестации рабочих мест с последующей сертификацией работ
 по охране труда в организации, а также обязательное социальное
 страхование работников от несчастных случаев и профессиональных
 заболеваний.

4.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.

Взрывоопасность нефти.

Взрывоопасность — способность паров нефтепродуктов взрываться в
 смеси. Ниже нижнего предела она не взрывается и не горит; при
 концентрации выше верхнего предела смесь горит.

Классификация нефтепродуктов по огнеопасности

Класс	Температура вспышки, °С	Нефтепродукты
		Легковоспламеняющиеся:
I	Менее 28	бензины, лигроины
II	28-45	керосины
		Горючие:
III	45-120	мазуты, дизтопливо

IV	Более 120	масла, битумы, асфальты
----	-----------	-------------------------

Опасные и вредные производственные факторы.

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

1. **Высокая температура.** Технологический процесс ведется при повышенной температуре до 50° С (температура нефти на выходе из путевого подогревателя), температура промежуточного теплоносителя до 95 °С. Применение для обогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160°С.
2. **Высокое давление.** Технологический процесс ведется при избыточном давлении (до 3,5 кгс/см²), давление нагнетания насосов внешней перекачки составляет 25,5 кгс/см²; В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.
3. **Электризация.** Способность нефти и нефтепродуктов накапливать и сохранять длительное время электрический заряд. При возникновении высоких потенциалов трубопроводов и резервуаров относительно земли возможно возникновение искры. Если при этом паровоздушная смесь находится в состоянии взрывоопасности, то происходит взрыв. Поэтому конструкции, по которым транспортируется или в которых хранятся нефть и нефтепродукты, должны быть заземлены.
4. **Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов.** На установке подготовки нефти имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов). А также при проведении газоопасных ремонтных или очистных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом. В технологическом процессе в качестве деэмульгатора применяется метанол содержащие хим. реагенты.

- 5. Метанол - токсичность и пожароопасность.** На установке подготовки нефти применяется метанол для разрушения кристаллогидратов в газовых трубопроводах. При использовании метанола существует возможность выделения токсичных паров в атмосферу, а также образование взрывоопасных смесей.
- 6. Высокий уровень шума и вибрации** в результате работы различных агрегатов и механизмов (Печи подогрева нефти, вентиляторы, насосы, компрессора и др.).
- 7. Возможность получения механических травм** при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортные происшествия.
- 8. Возможность поражения электрическим током** при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности. Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества.
- 9. Возможность поражения ядовитыми насекомыми и змеями.**
- 10. Возможность обморожения или солнечного удара.**

Основными источниками вредных для здоровья человека продуктов являются:

- выхлопы газообразных нефтепродуктов от дыхательных клапанов дренажных емкостей
- «дыхание» расходной емкости деэмульгатора.
- продукты сгорания топливного газа в ПТБ-10;

4.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку и определенную требованиями норм и правил квалификацию;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти и газов необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- в насосных должен быть осуществлен автоматический контроль довзрывных концентраций;
- работать только на исправном оборудовании, исправными КИП и предохранительными устройствами;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статического электричества;
- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- ремонт и смазку движущихся частей производить только после остановки;
- не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей;
- при нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;
- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приямках должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемых для нефтепродуктов спецодежде;
- приступать к ремонту или очистке аппаратов вручную можно только после подготовки НГС;

- при обслуживании и ремонте аппаратов применять только переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В;
- во всех газоопасных местах во избежание взрыва, ремонт оборудования или какие-либо работы можно производить только инструментом, покрытым цветным металлом или смазанным солидолом;
- все средства пожаротушения (система пожаротушения, первичные средства пожаротушения, огнетушители), инвентарь должны содержаться в полной исправности и быть готовыми к их немедленному использованию;
- обслуживающий персонал на рабочем месте должен находиться в установленной для данного рабочего места спецодежде и иметь при себе индивидуальные средства защиты (СИЗ).

Одним из основных мероприятий по предотвращению взрывов и пожаров, а также отравления персонала токсичными парами и газами на территории УПСВ является контроль воздушной среды, позволяющий своевременно принимать меры для устранения источников газовыделений. Контроль газовоздушной среды в нефтенасосной и на открытых площадках НПС осуществляется стационарными автоматическими сигнализаторами ГСМ-03, заблокированными с аварийной вентиляцией при загазованности, соответствующей первому порогу срабатывания сигнализатора и с отключением оборудования при загазованности, соответствующей второму порогу срабатывания сигнализатора.

Контроль газовоздушной среды на открытых участках технологических площадок осуществляется периодически переносными газоанализаторами СГГ – 4М, СГГ-20.

Индивидуальные и коллективные средства защиты работающих.

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы. Применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней; надежной в эксплуатации – обеспечивать безотказную службу в определенных условиях на протяжении заданного времени. Спецодежда может быть следующих видов: костюм (куртка и брюки), комбинезон, полукombинезон, халат, фартук и др. Спецодежда разделяется на группы для защиты от: пониженных температур; повышенных температур; механических воздействий; рентгеновских излучений и радиоактивных веществ; электрического тока; электростатических зарядов; электрических и электромагнитных полей; пыли; токсических веществ и др.

Спецодежда для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливается по ГОСТ 12.4.111-82* из хлопчатобумажных, льняных и смешанных тканей. На местах, которые подвергаются наибольшему воздействию нефтепродуктов, нашиваются усиливающие детали из основного материала или накладки из материалов с пленочным покрытием. Применяются также рабочие фартуки из парусины, различных видов эластискожи и винилискожи, материала с пленочным покрытием и других материалов не накапливающих статического электричества.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, воздействия агрессивных веществ, нефти, нефтепродуктов, от механических

повреждений, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов применяются: сапоги резиновые по ГОСТ 12265-78*, изготавливаемые из каучука СКМ-40 и поливинилхлорида; сапоги юфтевые с кирзовыми голенищами по ГОСТ 12.4.137-84*; полусапоги юфтевые типа «конверт» и галоши нефтеморозостойкие.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки, напальчники и др.

Средства индивидуальной защиты при работе с метанолом: защитные очки, спецодежда и обувь по ГОСТ 12.4.103-83, резиновые перчатки по ГОСТ 20010-93.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

В комплект спецодежды входят:

- костюм брезентовый или хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой;
- сапоги кирзовые;
- комбинированные или брезентовые рукавицы;
- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой;
- валенки.

Индивидуальные средства защиты:

- фильтрующий противогаз;
- защитные очки;
- защитная каска;
- подшлемники.

Для защиты глаз применяют защитные очки, щитки, маски. Очки выпускаются открытого и закрытого типа. Для защиты от механических повреждений глаз и лица выпускают щитки с прозрачным экраном.

Средства личной защиты от сильных шумов применяются трех основных видов: антифоны, противошумные наушники и встроенные в другие средства индивидуальной защиты противошумные устройства.

Для защиты от повреждений головы должны применяться различного рода каски.

При работе обслуживающим персоналом с электрооборудованием, место работы должно быть укомплектовано изолирующей подставкой, резиновым ковриком (дорожку), щитками, диэлектрическими перчатками, калошами или ботами.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие или шланговые противогазы, или воздушные дыхательные аппараты. Защитные средства выбирают в зависимости от состава и концентрации вредных веществ, направления ветра и т.п.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 20%(об.) и не более 0,5% вредных веществ.

Шланговые - применяются в условиях недостаточного содержания кислорода (менее 20% (об.)) и неограниченного содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

К средствам коллективной защиты обслуживающего персонала относится комплекс ниже направленных на предотвращение воздействия вредных производственных факторов на обслуживающий персонал.

- Производственные помещения имеют систему отопления, освещения и вентиляцию.

- Для защиты от шума и вибрации оборудования основные параметры работы оборудования выведены в операторную;

Разработан план ликвидации аварий (ПЛА) и проводятся приведенных организационных, санитарно-технических мероприятий и средств, учебно-

тренировочные занятия с персоналом для отработки правильных и четких действий.

4.3 Экологическая безопасность.

Применение устройства "ТАЙФУН" на производстве избавляет от необходимости утилизации донных отложений. Технологический процесс размыва и удаления шлама из резервуаров экологически чист (размытый донный осадок откачивается вместе с сырьем в трубопровод). Таким образом, при эксплуатации устройства дополнительных мер по охране окружающей среды не требуется.

Охрана окружающей среды осуществляется путем выполнения природоохранных мероприятий.

К природоохранным мероприятиям относятся все виды производственной деятельности, направленные на снижение или ликвидацию отрицательного воздействия на природную среду, по сокращению и рациональное использование природных ресурсов.

С целью уменьшения нарушений окружающей среды из-за попадания нефти и парафинистых отложений проводятся следующие работы:

- соединения трубопроводов, насосных агрегатов и другого оборудования проверяются на герметичность, не допускаются подтеки нефти;
- строго соблюдается технологический процесс во избежание попадания нефти на почву;
- в случае образования замазученного грунта, этот грунт собирается в отдельную тару и размещается в накопителе отходов III класса токсичности.

При выполнении всех работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Мероприятия по охране окружающей среды предусмотренные проектом, позволяют сохранить экологическое равновесие, снижают до минимума влияние отрицательных факторов, воздействующих на почву, растительность, воздушное пространство, водные ресурсы и другие компоненты природной среды.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации (ЧС). Путем экспертных оценок на Западно-Полуденном месторождении можно спрогнозировать следующие виды ЧС техногенного характера: пожары, отключение электроэнергии, взрывы и многое другое. Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

Наибольшую опасность при ведении спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ (СНАВР) на объектах нефтегазовой промышленности представляют пожары, возникающие при разрушении технологических емкостей, аппаратов, трубопроводов и оборудования, сильная загазованность, грозящая отравлениями и взрывами, задымленностью и затопленностью нефтью или нефтепродуктами территории. Спасательные работы на загазованных и задымленных участках в первую очередь направлены на эвакуацию из опасных районов в безопасные места всего незащищенного населения и только затем укрываемых, находящихся в герметичных защитных сооружениях, обеспечивающих регенерацию внутреннего воздуха.

К промышленности относятся также: сбор и тушение растекающейся горячей нефти и нефтепродуктов или их отвод в безопасные места; охлаждение горящих и соседних емкостей, аппаратов и другого оборудования; создание дополнительных ограждающих валов; перекачку

нефти и нефтепродуктов из горящих, разрушенных или поврежденных аппаратов в свободные или специальные аварийные; снижение давления в аппаратах, работающих под давлением или наоборот, повышение до атмосферного в вакуумных аппаратах; отключение аварийных участков и т.д.

5. Экономическая часть.

Произведем анализ замены деэмульгатора для выявления экономической эффективности.

Деэмульгатор – это реагент, который разрушает эмульсию образованную водой и нефтью. Ключевую роль в водоотделении эмульсии играет деэмульгатор. Также он снижает и убирает образование стабильных эмульсий на этапе подготовки нефтепродукта и переработки при низких температурах. Такой способ разрушения химического состава эмульсии на сегодняшний день очень популярный. Большое разнообразие составов реагентов разрушают мазут с разной скоростью продолжительности реакции и при длительном воздействии и влияют на окончательное качество нефтепродукта.

Таблица 4.1 - Исходные данные

Наименование деэмульгатора	Удельный расход, г/т	Цена реагента, тыс. руб./т
Decleave™ S-1569	60	72
Дипроксамин	90	65

Квартальный объем подготовки нефти:

в 1-ом квартале составил 400 тыс. т,

во 2-ом квартале – 420 тыс. т,

в 3 квартал – 430 тыс. т,

в 4 квартал – 440 тыс. т.

Расчет капитальных дополнительных и текущих затрат:

Квартальный объем подготовки нефти	400	420	430	440
Затраты на реагенты Дипроксамин	2340	2457	2515,5	2574
Затраты на реагенты Decleave™ S-1569	1728	1814,4	1857,6	1900,8

Затраты на реагенты в t-ом квартале рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{мт}} = Y_{\text{хр}} \times Q_{\text{нт}} \times C_{\text{р}} \times 10^{-6}, \quad (4.1)$$

где $Y_{\text{хр}}$ – удельный расход химических реагентов, г/т;

$Q_{\text{нт}}$ – квартальный объем добычи нефти в t-ом квартале внедрения мероприятия, тыс. т;

$C_{\text{р}}$ – цена реагента, тыс. руб./т.

Затраты на применение деэмульгатора Decleave™ S-1569 рассчитываем по формуле (4.1):

$$1 \text{ квартал} - Z_{\text{р1}} = 60 \times 400 \times 72 \times 10^{-6} = 1,728 \text{ тыс. руб.}$$

$$2 \text{ квартал} - Z_{\text{р2}} = 60 \times 420 \times 72 \times 10^{-6} = 1,8144 \text{ тыс. руб.}$$

$$3 \text{ квартал} - Z_{\text{р3}} = 60 \times 430 \times 72 \times 10^{-6} = 1,8576 \text{ тыс. руб.}$$

$$4 \text{ квартал} - Z_{\text{р4}} = 60 \times 440 \times 72 \times 10^{-6} = 1,9008 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Капиталовложения} = 7,3 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на применение деэмульгатора «Дипроксамин», соответственно, равны:

$$1 \text{ квартал} - Z_{\text{д1}} = 90 \times 400 \times 65 \times 10^{-6} = 2,340 \text{ тыс. руб.}$$

$$2 \text{ квартал} - Z_{\text{д2}} = 90 \times 420 \times 65 \times 10^{-6} = 2,457 \text{ тыс. руб.}$$

В последующих годах расчет аналогичен, полученные значения внесены в

таблицу 4.2. Тогда прирост потоков денежной наличности будет определен, как экономия затрат при применении дезмульгатора Decleave™ S-1569 по формуле:

$$\Delta\PiДН_{эt} = \mathcal{E}_{mt} - Н_{прt}, \quad (4.2)$$

где $\Delta\PiДН_{эt}$ – прирост потока денежной наличности в t-ом квартале, тыс. руб.;

\mathcal{E}_{mt} – экономия химреагента в t-ом квартале, тыс. руб.;

$Н_{прt}$ – налог на прибыль в t-ом квартале, %.

Экономия химреагента рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{mt} = Z_{д1} - Z_{д2} \quad (4.3)$$

1 квартал – $\mathcal{E}_{m1} = 2340 - 1728 = 612$ тыс. руб.

2 квартал – $\mathcal{E}_{m2} = 2457 - 1814,4 = 642,6$ тыс. руб.

Расчет налога на прибыль ($Н_{прt}$) можно произвести по формуле:

$$Н_{прt} = \mathcal{E}_{mt} \times N_{пр} / 100 \%, \quad (4.4)$$

где $N_{прt}$ – ставка налога на прибыль, равная 20 %.

1 квартал – $Н_{пр1} = 612 \times 20 \% = 122$ тыс. руб.

2 квартал – $Н_{пр2} = 642,6 \times 20 \% = 129$ тыс. руб.

Используя формулу (4.2), находим приток денежной наличности:

1 квартал – $\Delta\PiДН_{э1} = 612 - 122 = 489,6$ тыс. руб.

2 квартал – $\Delta\PiДН_{э2} = 642,6 - 129 = 514$ тыс. руб.

Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости от реализации мероприятия

Накопленный поток денежной наличности ($НПДН_t$) за расчетный период

можно рассчитать по следующей формуле:

$$НПДН_t = \sum \PiДН_t, \quad (4.5)$$

$НПДН_1 = 489,6$ тыс. руб.

$НПДН_2 = 489,6 + 514 = 1003,6$ тыс. руб.

$НПДН_3 = 1003,6 + 526,3 = 1530,0$ тыс. руб.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды

времени, то применяется процедура дисконтирования потоков с целью приведения их к одному времени, то есть к началу внедрения мероприятия. В качестве расчетного года выбираем год, предшествующий технологическому эффекту.

Расчет коэффициента дисконтирования производится по формуле (4.8).

Приросты дисконтирования потоков денежной наличности ($\Delta\text{ДПДН}_t$) и чистой текущей стоимости ($\Delta\text{ЧТС}_t$) определяются по следующим формулам:

$$\Delta\text{ДПДН}_t = \Delta\text{ПДН}_{\text{эт}} \times K_{\text{диск}}, \quad (4.6)$$

$$\Delta\text{ЧТС}_t = \Sigma \Delta\text{ДПДН}_t, \quad (4.7)$$

где $K_{\text{диск}}$ – коэффициент дисконтирования.

$$K_{\text{диск}} = 1 / (1 + E_n)_t, \quad (4.8)$$

где E_n – нормативный коэффициент приведения, численно равный эффективности отдачи капитала. В условиях стабильной экономики этот коэффициент берут равным 0,12, то есть при отдаче капитала 12 % в год.

В соответствии с формулой (4.8) коэффициент дисконтирования по кварталам составит:

1 квартал – $K_{\text{диск1}} = 0,893$;

2 квартал – $K_{\text{диск2}} = 0,797$;

3 квартал – $K_{\text{диск3}} = 0,712$.

4 квартал – $K_{\text{диск4}} = 0,635$.

По формуле (4.6) дисконтированный поток денежной наличности по кварталам применения деэмульгатора Decleave™ S-1569 составит:

1 квартал – $\Delta\text{ДПДН}_1 = 489,6 \times 0,893 = 437,2$ тыс. руб.

2 квартал – $\Delta\text{ДПДН}_2 = 514 \times 0,797 = 799,9$ тыс. руб.

3 квартал – $\Delta\text{ДПДН}_3 = 526,3 \times 0,712 = 1089,4$ тыс. руб.

Результаты расчета накопления потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) представлены в таблице 4.2.

Чистая текущая стоимость считается по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0$$

Таблица 4.2. Расчет чистой текущей стоимости и потока денежной наличности.

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	400	420	430	440
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	612,00	642,60	657,90	673,20
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	122	129	132	135
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	490	514	526	539
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	489,60	1003,68	1530,00	2068,6
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	437,2	799,9	1089,4	1313,5

Суммарный дисконтированный поток наличности = 3640,0 тыс.руб.

$NPV = 3640,0 - 7,3 = 3632,7$ тыс.руб.

Динамика накопленного потока денежной наличности и чистой текущей

стоимости на рисунке 4.1.

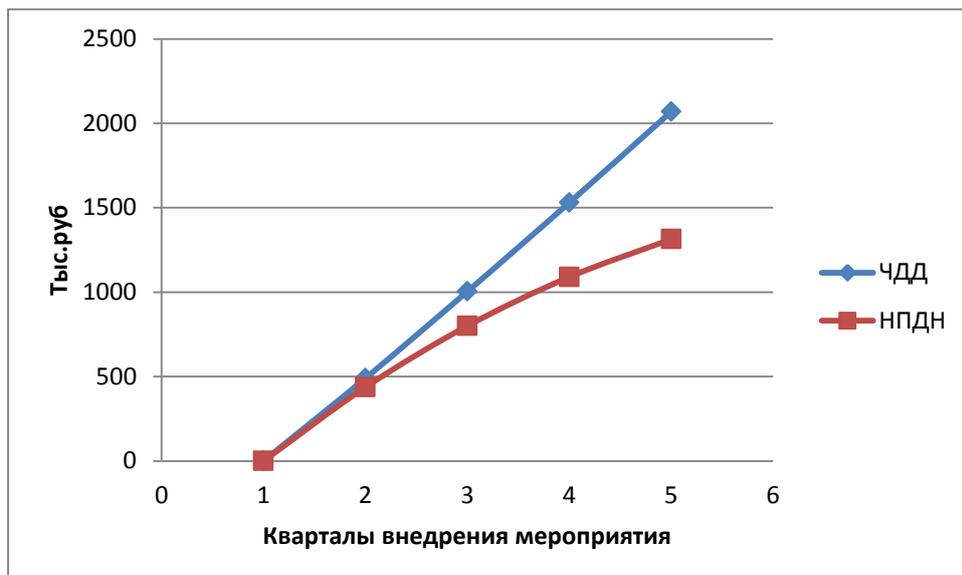


Рисунок 4.1 - Динамика накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости.

4.3 Анализ чувствительности проекта к риску

Поскольку проекты в нефтегазодобывающем производстве имеют определенную степень риска, связанную с природными факторами и рыночными (риск изменения цен), то необходимо провести анализ чувствительности данного проекта.

Расчет чувствительности на месторождении был проведен при следующих диапазонах изменения параметров:

- Годовая добыча нефти (-30 %, +10 %).
- Экономия затрат (-25 %, +15 %).
- Налог на прибыль (-15 %, +20 %).

Результаты расчета сведены в таблицы 4.3-4.8.

Таблица 4.3 - Расчет экономических показателей при уменьшении подготовки нефти на 30 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки	тыс. т	280	294	301	308

нефти					
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	428,40	449,82	460,53	471,24
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	86	90	92	94
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	342,72	359,86	368,42	376,99
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	342,72	702,58	1071,00	1448,0
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	306,0	560,0	762,6	919,5

Суммарный дисконтированный поток наличности = 2548,0 тыс.руб.

$NPV = 2548,0 - 7,3 = 2540,7$ тыс.руб.

Таблица 4.4 - Расчет экономических показателей при увеличении подготовки нефти на 10 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	440	462	473	484
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	673,20	706,86	723,69	740,52

3. Налог на прибыль	тыс. руб.	135	141	145	148
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	538,56	565,49	578,95	592,42
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	538,56	1104,05	1683,00	2275,4
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	480,9	879,9	1198,3	1444,9

Суммарный дисконтированный поток наличности = 4004,0 тыс.руб.

$NPV = 4004,0 - 7,3 = 3996,7$ тыс.руб.

Таблица 4.5 - Расчет экономических показателей при уменьшении налога на 15 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	400	420	430	440
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	612,00	642,60	657,90	673,20
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	104	109	112	114
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	507,96	533,36	546,06	558,76
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	507,96	1041,32	1587,38	2146,1

6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	453,6	829,9	1130,2	1362,8

Суммарный дисконтированный поток наличности = 3776,5 тыс.руб.

$NPV = 3776,5 - 7,3 = 3769,3$ тыс.руб.

Таблица 4.6 - Расчет экономических показателей при увеличении налога на 20 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	400	420	430	440
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	612,00	642,60	657,90	673,20
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	147	154	158	162
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	465,12	488,38	500,00	511,63
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	465,12	953,50	1453,50	1965,1
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	415,4	759,9	1034,9	1247,9

Суммарный дисконтированный поток наличности = 3458,0 тыс.руб.

$NPV = 3458,0 - 7,3 = 3450,7$ тыс.руб.

Таблица 4.7 - Расчет экономических показателей при уменьшении экономии химических реагентов на 20 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	400	420	430	440
2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	489,60	514,08	526,32	538,56
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	98	103	105	108
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	391,68	411,26	421,06	430,85
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	391,68	802,94	1224,00	1654,9
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	349,8	639,9	871,5	1050,8

Суммарный дисконтированный поток наличности = 2912,0 тыс.руб.

$NPV = 2912,0 - 7,3 = 2904,7$ тыс.руб.

Таблица 4.8 - Расчет экономических показателей при увеличении экономии химических реагентов на 15 %

Показатели	Ед. изм.	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
1. Объем подготовки нефти	тыс. т	400	420	430	440

2. Экономия химреагентов	тыс. руб.	703,80	738,99	756,59	774,18
3. Налог на прибыль	тыс. руб.	141	148	151	155
4. Поток денежной наличности	тыс. руб.	563,04	591,19	605,27	619,34
5. Накопленный поток денежной наличности	тыс. руб.	563,04	1154,23	1759,50	2378,8
6. Коэффициент дисконтирования	–	0,893	0,797	0,712	0,635
7. Дисконтированный поток наличности	тыс. руб.	502,8	919,9	1252,8	1510,6

Суммарный дисконтированный поток наличности = 4186,0 тыс.руб.

$NPV = 4186,0 - 7,3 = 4178,7$ тыс.руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании экономического анализа предлагаемых мероприятий можно сделать вывод, что в результате проведения этих мероприятий мы получим:

	Сильные стороны	Слабые стороны
Возможности	Дополнительная добыча нефти, соответственно прибыль, что является экономически выгодно и целесообразно для предприятия.	Замена сразу всех объектов предприятия затратно, но в конечном итоге прибыльно.
Угрозы	Повышение цен на данную продукцию. Появление такой же продукции у конкурентов.	Новые разработки деэмульгаторов, замена старых неэффективных на более новые, дешевые и эффективные.

Данные расчеты показали, что замена деэмульгатора «Дипроксамин» на деэмульгатор Decleave™ S-1569 дает экономию химреагента и увеличивает потоки денежной наличности из года в год. Чистая текущая стоимость к концу 4-го квартала составит приблизительно 3632,7 тыс. рублей. Профили ЧТС и НПДН находятся в положительной что подтверждает техническую и экономическую целесообразность внедрения данного мероприятия в производство. Из диаграммы видно (см. рис. 4.1), что изменения ЧДД при заданной вариации параметров находятся в положительной области, значит, проект не имеет риска.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая схема Западно-Полуденного месторождения. Отчет по теме 93.46.93, ТомскНИПИнефть, 1993 г.
2. Багаутдинов А.К., Белозеров В.Б. Изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов Западно-Полуденного месторождения нефти на базе анализа, имеющегося в НГДУ «Стрежевойнефть» фактического материала. Отчет по договору 13.94. ТомскНИПИнефть, 2010 г.
3. Иващенко А.Е., Лигус Л.А. и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Полуденного месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.01.10 г. Тюмень, ТТЭ, 2010 г.
4. Проект разработки Полуденного месторождения «ТомскНИПИнефть», 2005 г.
5. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2014-2018 гг.
6. Отчет «Показатели текущего состояния разработки по месторождениям». ОАО «Томскнефть» ВНК, 2014 г.
7. Технологические режимы работы нефтяных скважин по Западно-Полуденному месторождению ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015-2018 гг.
8. Крец В.Г. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». Учебное пособие. Томск, Изд. ТПУ, 2010 г.
9. Дашевский А.В., Кагарманов И.И., Зейгман Ю.В. «Справочник инженера по подготовки нефти». ООО «Печатник», Стрежевой, 2010 г.
10. Подготовка нефти и газа по УНП Западно-Полуденного месторождения. Теоретический обзор. ТПУ, НК «ЮКОС», 2010 г.
11. Подготовка нефти и газа, воды. Краткий курс. НК «ЮКОС». Стрежевой, Учебный центр, 2011 г.
12. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ-08-624-03: утв. Федеральным горным и промышленным надзором России 05.06.10: введ. в действие с 30.06.10 // Справочно-правовая система «Гарант»: [Электронный ресурс] / НПП «Гарант-Сервис». – Последнее обновление 23 мая 2012 г.
13. Кабиров М.М. Интенсификация добычи нефти и ремонт скважин: конспект лекций / М.М. Кабиров, У.З. Ражетдинов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2010. – 304 с.
14. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М., Наука, 2010 г.

15. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М., Недра, 1983 г.
16. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. 320 с.
17. Чеботарев В.В. Расчеты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. – Уфа: УГНТУ, 2011 г.
18. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: Справочник. – М., Недра, 2005 г.
19. Сборник статей: Нефть и газ. № 3. Тюменский Государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2002 г.
20. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М., Госгортехнадзор, 2010 г.
21. Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. – М., Недра, 2002 г.